



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 Некоммерческого
Партнерства «Центр развития
колтюбинговых технологий»

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Б.Г. ВЫДРИК, заместитель председателя
Ученого совета Некоммерческого
Партнерства «Центр развития
колтюбинговых технологий»

В.С. ВОЙТЕНКО, д.т.н., профессор,
академик РАН

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

Р. КЛАРК, главный редактор журнала

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

Е.Б. ЛАПОТЕНТОВА, генеральный
директор NOV Фидмаш

А.Г. МОЛЧАНОВ, д.т.н., профессор, член-
корреспондент Российской инженерной
академии, зав. кафедрой технической
механики РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина

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

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»

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

VICE PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

L. HRUZDZIOVICH, Chairman of the
Academic Council of Nonprofit Partnership
“Coiled Tubing Technologies Development
Center”

EDITORIAL BOARD

J. CHERNIK, Vice President, Sales and
Marketing, Foremost Industries Ltd Partnership

R. CLARKE, Editor-in-Chief

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

A. LAPATSENTAVA, Director General of
NOV Fidemash

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

Y. SHTANOV, Doctor of Engineering, Deputy
Director General of “RosTEKhtehnologii”

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

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

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

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

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР – Рон Кларк (rc@cttimes.org);
РЕДАКТОРЫ – Галина Булыка, Сергей Торпачёв (cttimes@cttimes.org, st@cttimes.org);
РУКОВОДИТЕЛЬ ИНТЕРНЕТ-ПРОЕКТА – Ольга Габдулхакова (ovg@cttimes.org);
ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ – Наталья Михеева;
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»; Кен 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 – Виктория Дронова (vd@cttimes.org); **МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА** – Татьяна Сёмкина (ts@cttimes.org); **КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН** – Людмила Гончарова; **ПОДПИСКА И РАССЫЛКА** – Мария Мазуренко (magazine@crkt.ru)

EDITOR-IN-CHIEF – Ron Clarke (rc@cttimes.org);
EDITORS – Halina Bulyka, Sergey Torpachev – (cttimes@cttimes.org, st@cttimes.org); **INTERNET PROJECT MANAGER** – Olga Gabdulkhakova (ovg@cttimes.org);
EXECUTIVE EDITOR – Natalia Miheeva;
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 – Victoria Dronova (vd@cttimes.org); **MARKETING AND ADVERTISING** – Tatiana Siomkina (ts@cttimes.org); **COMPUTER MAKING UP & DESIGN** – Ludmila Goncharova; **SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION** – Maria Mazurenko (magazine@crkt.ru)

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 153А.
Тел.: +7 499 788 91 24, тел./факс: +7 499 788 91 19.
Моб.: +375 29 327 8418
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.

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

Акмаш-холдинг, журнал «Нефтегазовая Вертикаль», НИТПО, Пакер, РосТЭКтехнологии, ТД МТК, Фидмаш, Формост, ITE LLC, NOV CTES, NOV Elmar, Tenaris.

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.

Отпечатано в типографии «Идеяпринт».

Заказ № 3014



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 153A,
Moscow 119017, Russia.
Phone: +7 499 788 91 24, Fax: +7 499 788 91 19.
Cell phone: +375 29 327 8418
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.

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

Akmash-holding, Foremost, ITE LLC, NITPO, NOV CTES, NOV Elmar, NOV Fidmash, Oil and Gas Vertical Journal, Paker, RosTEKtehnologii, TD MTK, Tenaris.

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Нефтегазовый сервис, к сожалению, сейчас переживает не лучшие времена. Низкие цены на нефть и мировой финансовый кризис больше всего ударили именно по российской нефтегазовой отрасли. Крупнейшие нефтегазодобывающие компании России одна за другой урезают свои инвестиционные бюджеты. Газпром вынужден был уйти из Узбекистана и готовится в конце марта рассмотреть конкретные цифры по уменьшению инвестпрограммы. Лукойл уже объявил об уменьшении своей на треть. ТНК-ВР, несмотря на бурный 2008 год, смотрит в будущее с большим оптимизмом и урезала свою инвестиционную программу лишь на 10%. Впрочем, за исключением Газпрома, все российские операторы настроены на то, чтобы сохранить добычу на уровне 2008 года. Тем не менее, только начавший подниматься российский нефтегазовый сервис был вынужден опять откатиться на уровень начала прошлого года как по уровню предлагаемых расценок, так и в области ожиданий на накопление достаточных средств для технического перевооружения.

Еще хуже то, что кризис застал российскую нефтегазовую отрасль в момент, когда от нее требуются значительные капиталовложения для освоения новых месторождений Восточной Сибири. К сожалению, законодательная база так и не была приведена в соответствие с новыми потребностями отрасли. Принятые Правительством РФ в прошлом году решения на проверку оказались практически бесполезными. В самом деле, льготированные по НДПИ месторождения со степенью выработки 0,8 и более после проведения на сэкономленные средства работ по повышению нефтеотдачи пластов зачастую выходят из этой категории за счет существенного повышения КИН. Таким образом, само законодательство вместо стимулирования работ по более полному извлечению минеральных ресурсов делает любые направленные на это мероприятия экономически необоснованными и повышающими издержки производителя. Впрочем, есть и позитивные сигналы.

Так, премьер-министр Российской Федерации В. Путин недавно высказался за временное снижение экспортных пошлин для добываемой в Восточной Сибири нефти. Мера эта, безусловно, недостаточная, но в любом случае лучше, чем ничего.

Тем не менее даже в этой ситуации есть повод для оптимизма. В конце концов раз уж у государства не могли дойти руки до создания разумных условий работы для российской нефтегазовой отрасли во времена изобилия, будем надеяться, что ему придется заняться этим сейчас, пока нефтегазовая отрасль на фоне почти 20%-го падения промышленного производства в январе снизила свои объемы лишь менее чем на 3%. Главное, чтобы сделано это было своевременно.

Рон КЛАРК



EDITORIAL

Unfortunately, oil and gas service is facing the hard times for now. Low oil prices and world financial crisis had the most impact on Russian oil and gas industry. Major operators are cutting their investment budgets for 2008 one by one. Gazprom had to leave Uzbekistan and will consider the definite values of cutting its investment program late March. Lukoil already cut it by 30%.

TNK-BP, neglecting quite difficult 2008, has more optimistic view of the future and cut its investments only by 10%. Although, all Russian operators excluding Gazprom intended to keep the production on the level of 2008. Nevertheless, Russian oil and gas service, which just started to rise up, now had to return to the level of the very beginning of last year in terms of prices available and expectations for accumulating enough funds for technical reequipment.

Much worse that crisis comes in time when Russian oil and gas industry need all its resources for developing new fields of Eastern Siberia. Unfortunately, legislation wasn't corrected to new challenges as well. The decisions, made by Russian government last year turned to be almost useless in practice. For example, oil fields with depletion of 0.8 and more subjected for preferential royalty after a number of operations for recovery enhancement, made by resources gained, often quite the preferred group because of the increased coefficient of oil recovery. So even the legislation instead of stimulation jobs for hydrocarbons recovery enhancement make all efforts aimed to this matter economically ineffective because of increasing taxes. But there also are some positive notes.

Thus, recently Russian Prime Minister Vladimir Putin spoke for temporary decreasing of export taxes for oil, produced in Eastern Siberia. Of course, it is not enough to make this absolutely new oil production region attractive for investments, especially in conditions of world financial crisis, but it's better than nothing anyway. Nevertheless, even in this situation there is a reason for optimism. At long last, if the government couldn't find the possibility for creating the reasonable working conditions for Russian oil and gas industry in "platitudinous" times, we can hope that Russian administration will have to do it now, while O&G production fall only on 3% in comparison with average fall of industrial production in Russia make about 20% in January. The main thing is to do it time.

Ron CLARK

перспективы

Какие технологии будут востребованы в 2010 году? **6**

Развитие новых технологий и оборудования в группе Hydra Rig **14**

гость номера

Работы будут продолжаться несмотря ни на что **18**

технологии

Технология повышения нефтеотдачи пластов путем чередующейся закачки газа и воды **21**

ГНКТ – инновационные технологии для уникального Астраханского газоконденсатного месторождения **23**

молодые нефтяники

От «Мисс Нефтегаз» до «Мисс Мира» **34**

тема номера: гибкая труба

Применение длинномерных труб в качестве быстродействующих колонн труб **38**

Усталость колонны гибких труб **45**

гибкая труба: вопросы специалисту

На вопросы наших читателей отвечает старший сопредседатель ICoTA Кен Ньюман **50**

практика

Российские сервисники ждут новых технологий и оборудования **54**

оборудование

Характеристики наиболее распространенных колтюбинговых установок, работающих в России **58**

МК20Т. Этапы эволюции **60**

Контрольно-регистрирующая система четвертого поколения СКР43 **64**

конференции и выставки

Смотр новых технологий .. **66**

14-й Европейский круглый стол SPE/ICoTA **71**

Кризис проходит.. и наступает этап роста **76**

новости

Новые члены редакционного совета **83, 84**



contents

prospects
What technologies will be
in Demand in 2010? **6**

What It Takes To Move
Forward **14**

guest of the issue
The Operations Will Be
Continued Against All
the Odds **18**

technologies
Recovery Enhancement Via
Water-Alternating-Gas
Technology **21**

Coiled Tubing Technology – the
Innovative Solution for Unique
Astrakhan Gas Condensate
Field **23**

young oilers
From Miss O&G to Miss
of the World **34**

subject of the issue: the tubing
The Use of Coiled Tubing as a
Velocity String **38**

CT String Fatigue Life **45**

the tubing: question to a specialist
ICoTa Senior Co-Chair Ken
Newman is Answering Our
Readers’ Questions **50**

practice
Russian Service Operators Are
Waiting for New Technologies
and Equipment **54**

equipment
Manufacturer's Specifications
Most Widely Sold CTUs
in Russia **59**

MK20T. Stages of Evolution **60**

Data Control and Acquisition
System of the 4th Generation –
CKP43 **64**

conferences & exhibitions
Review of New Technologies **66**

SPE ICoTA 14th European Well
Intervention Round Table **71**

Crisis Giving Way to Growth **76**

news **80**

New Members of the
Editorial Board**83, 84**





КАКИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУДУТ ВОСТРЕБОВАНЫ В 2010 ГОДУ? WHAT TECHNOLOGIES WILL BE IN DEMAND IN 2010?

В первых числах марта 2009 года состоялась Пятая потребительская конференция по вопросам эксплуатации колтюбингового оборудования и оборудования для ГРП, организованная ведущим производителем этого оборудования в Евразии – NOV Фидмаш. Несмотря на сложившуюся в мире непростую экономическую ситуацию, состав участников конференции охватывал все сферы нефтяного сервиса. Около трех десятков представителей различных компаний, ведущих свою деятельность в разных регионах, приехали в Минск, чтобы обменяться опытом использования и обслуживания оборудования, а также узнать о новых разработках.

Во главу угла нынешней потребительской конференции были поставлены вопросы модернизации колтюбинговых установок ФИД, выпущенных в 2000 – 2005 гг. Сервисникам было представлено и новое оборудование, разработанное специалистами Фидмаша: колтюбинговая установка тяжелого класса на полуприцепе МК30Т-50 и колтюбинговая установка МК30Т-40 для универсального применения (в блочном исполнении, установленная на шасси), инжектор нового поколения FM127, колтюбинговая установка для операций по межтрубному пространству, азотная насосная установка А100,

Тhe 5th Consumer's Conference on Exploitation of CT and fracturing equipment, organized by the leading producer of such equipment in Eurasia NOV Fidmash, took place in early March 2009. In spite of hard economic situation in the world, the entry list of the conference represented all spheres of oil and gas service. About 3 dozens of companies located in various regions sent their representatives to Minsk to exchange experience in equipment use and service as well as new developments.

The main subject of current conference was modernization of Fidmash's CT units, produced in 2000–2005. The guests saw new equipment, developed by Fidmash specialists: heavy CT unit on semitrailer МК30Т-50 and CT unit МК30Т-40 for universal application (modular unit on chassis), injector of new generation FM127, CT units for operations in annulus, nitrogen pump unit А100, pump unit H2501, multifunctional (cementing) pump unit H1000C, data acquisition and control system of new generation СКР43М and related production enhancement and stimulation equipment.

Development laboratory "Novinka", which design the innovation equipment, demonstrated a complex for CT radial drilling, new directional drilling systems (with electrical line and hydraulic control).

The conference featured a round table, during which the hosts and the guests had a chance to discuss a wide

насосная установка Н2501, многофункциональная (цементирующая) насосная установка Н1000С, а также сопутствующее оборудование для интенсификации притока и стимулирования скважин.

КБ «Новинка», разработчик инновационного оборудования, продемонстрировало комплекс для радиального вскрытия пласта с использованием колонны гибких труб, новые системы направленного бурения (с электрическим каналом связи, с гидравлическим каналом связи), систему контроля и регистрации нового поколения СКР43М.

В рамках конференции состоялось заседание круглого стола, где гости и хозяева мероприятия имели возможность обсудить широкий диапазон проблем, как сказал бы философ, от бытовых, повседневных до бытийных. Участники попытались ответить на вопросы: **какое влияние оказывает финансовый кризис на нефтесервис и какие технологии его возродят?** Материалы этого обсуждения мы предлагаем вниманию читателей.

Л.М. Груздилов, председатель совета Группы ФИД: Экономическая ситуация в мире складывается достаточно тревожно. Предлагаю начать наш круглый стол с обсуждения макропроблем. Давайте поговорим о том, как отразится мировой финансовый кризис на нефтесервисе в ближайшей перспективе. Самые оптимистичные аналитики считают, что уже к концу текущего года экономика начнет подниматься, а это повлечет за собой рост потребности в нефти, начнут расти цены на черное золото, и первым увеличит свои объемы внутрискважинный сервис. Когда же цены круче пойдут вверх, а обстановка останется стабильной, то появится потребность в разведке, бурении... Если будет востребован сервис, то начнет



Л.М. Груздилов
L.M. Hruzdzilovich

range of problems. The participants tried to answer the question: **how Russian oil and gas service is influenced by the financial crisis and what technologies will revive it?** We publish fragments of this discussion.

L.M. Hruzdzilovich, Council Chief of FID Group:

The economic situation in the world is uneasy. I suggest beginning our round table with the discussion of macro problems. Let's consider how the world financial crisis will influence the Russian oil and gas service in the near future. The most optimistic analysts believe the economy will start restoring by the end of the year bringing about more demand in oil, higher prices and boosting well intervention. With prices up and situation stable there will be a necessity in exploration and drilling... In case the service is in demand, the equipment will be bought and up-dated. But what kinds of service will be in demand in the first place? What equipment will be popular by the end of 2009, in case the economic situation gets stable?

Unfortunately, hundreds billion of dollars spent by many economies including the USA and Russia on harnessing the crisis seem to bring no apparent results. The fall is just getting slower, but nobody knows, when the bottom will be reached. According to one of the predictions, the crisis will stop in 2010. What technologies will be in demand in that case? Even if the demand in oil falls by 10%, it cannot totally disappear. If the oil price slumps beneath USD 40 per barrel, it will still be necessary. But what technologies will survive? I think, the technologies that provide for the cheapest oil production. Equipment will still have to be up-dated and serviced. The number of service companies will shrink...

We drop the third option suggesting that the crisis may last 5 and more years, since only obscure projects can be planned for such a long term. Quite different values

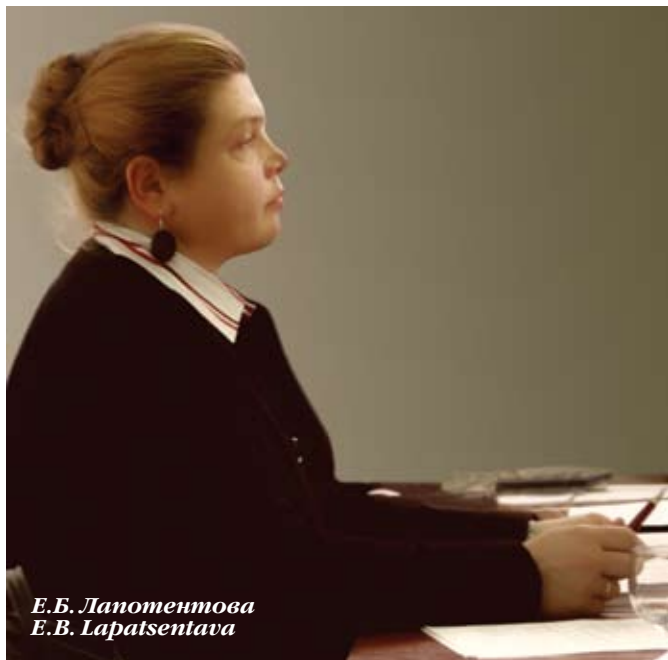


О.Т. Сердюков
O.T. Serdyukov

закупаться и обновляться оборудование. Но какие именно виды сервиса будут востребованы в первую очередь? Спрос на какое оборудование повысится, скажем, к концу 2009 года, если экономическая ситуация стабилизируется?

К сожалению, те сотни миллиардов долларов, которые экономики различных стран, включая США и Россию, бросают на сдерживание кризиса, пока не приносят видимых плодов. Падение всего лишь замедляется, однако никто не может сказать, когда оно достигнет дна. Один из прогнозов – спад удастся остановить в 2010 году. Какие технологии будут востребованы в этом случае? Ведь потребность в нефти даже если уменьшится процентов на десять, не исчезнет совсем. Даже если цена на нефть опустится ниже чем 40 долларов за баррель, все равно углеводородное сырье будет востребовано. Но какие технологии останутся? Наверное, те, которые позволяют добывать нефть самым дешевым способом. Что касается оборудования, то будут востребованы его модернизация и ремонт. Число сервисных компаний сократится...

Третий вариант, если кризис затянется на пять и более лет, мы не рассматриваем, поскольку на такой срок сегодня строить можно лишь футурологические проекты. К тому времени, возможно, во главу угла встанут совсем другие ценности. Предлагаю обменяться мнениями по первому и второму сценариям развития кризиса.



Е.Б. Лапоментова
E.B. Lapatsentava

Раньше мы составляли планы на год и даже более. Сегодня – на квартал, да и то в лучшем случае.

Earlier we used to make plans for a year and more. The longest term we can afford now is 4 months at best.



С.В. Ткаченко
S.V. Tkachenko

may gain primacy by that time. I suggest exchanging opinions on the first and the second scenarios of crisis development.

S.V. Tkachenko, Executive Director of Integra Services: Nobody can define exactly, what is going on in the world at the moment. In his interview after the 20th Forum in Davos Anatoly Chubais admitted that he had actually understood that the situation was bad, but found it many times worse, after he had communicated with people in Davos. What is happening with oil service? Russian O&G operators forced all the contractors 10-15% back to the prices of 2008. These companies have to receive 800 bn rubles (more than 22 bn dollars) in addition, because the excise duties were reduced. When free money appears, naturally it will be invested. The question is where? Most likely, into well construction, sidetracking and well development. Currently it is hard to predict, what exactly will be happening. Earlier we used to make plans for a year and more. The longest term we can afford now is 4 months at best.

L.M. Hruzdilovich: How has the production outputs of an average service company changed?

S.V. Tkachenko: When the contractors were forced back and the state reduced the excise duties, O&G companies received free financial resources. Consequently, the output started returning. Today big companies reach, though with much difficulty, the volumes they had before.

L.M. Hruzdilovich: So Russian companies seem to be receiving some support and feel not that bad. That is why the volume of services is on the rise again. The principal service technologies are still the same: standard well workover, after fracturing development and sidetracking.

O.T. Serdukov, Engineer of Drilling Department at Bashneft: I'd rather point to the positive aspects of our cooperation with Fidmarsh. I attended practically all consumer conferences, organized by this company. Today I visited the plants and felt the enterprise is in progress. We have 5 units and the producer responds fast to all our

С.В. Ткаченко, управляющий директор ООО «Интегра-сервисы»: Тому, что теперь происходит в мире, точное определение не может дать никто. После 20-го форума в Давосе Анатолий Чубайс давал интервью. Он, в частности, признался, что когда ехал на форум, то понимал, что все плохо, но когда пообщался в Давосе, то понял, что все намного хуже... Что происходит с нефтесервисом? Нефтегазовые компании «отжали» всех подрядчиков на 10–15% к ценам 2008 года. При этом нефтегазовые компании должны получить дополнительно 800 млрд рублей, поскольку снижены акцизы. Когда появятся свободные деньги, то их, естественно, будут во что-то вкладывать. Вопрос: во что? Наиболее вероятно, что в строительство скважин либо бурение боковых стволов, а также в освоение. Что будет в точности происходить, сейчас предугадать сложно. Раньше мы составляли планы на год и даже более. Сегодня – на квартал, да и то в лучшем случае.

Л.М. Груздилов: Как изменились объемы у среднестатистической сервисной компании?

С.В. Ткаченко: Когда были «отжаты» подрядчики, когда государство снизило акцизы, у нефтегазодобывающих компаний появились свободные средства. Следовательно, стали возвращаться объемы. Большие компании сегодня выходят или, правильнее будет сказать, выполняют практически на те же объемы, что и были.

Л.М. Груздилов: Российские компании по сравнению с коллегами, работающими в других странах, получили, похоже, самую большую поддержку и пока чувствуют себя неплохо. Так что объемы сервисных услуг снова начинают подниматься. Основными сервисными технологиями остается стандартный КРС, освоение после ГРП и бурение боковых стволов.

О.Т. Сердюков, инженер отдела буровых работ ОАО АНК «Башнефть»: Хочу отметить положительные стороны нашего сотрудничества с Фидмашем. Я был практически на всех потребительских конференциях, организованных этим предприятием. Сегодня цеха прошел: сразу ощущается – идет развитие. У нас работает пять установок. Еще парочку уже приобрели и на днях собираемся принять. На все наши пожелания и замечания завод-изготовитель реагирует оперативно. Отрицательная сторона: высокая металлоемкость установок. На наш взгляд, конструкцию надо бы облегчить. По крайней мере, для тех условий, в которых работает Башнефть. Ведь у нас скважины в основном третьей категории. Еще я бы хотел получить более подробную информацию о предназначении легкой колтюбинговой установки для операций по межтрубному пространству, разработанной конструкторами Фидмаша.

Основными сервисными технологиями остаются стандартный КРС, освоение после ГРП и бурение боковых стволов.

The principal service technologies are still the same: standard well workover, after fracturing development and sidetracking.



С.И. Ягодовский
S.I. Yagodovsky

wishes and recommendations. The negative side is high amount of metal in the units. We think the construction should be made easier. At least for the conditions, in which Bashneft is working. Most of our wells are of the 3rd class. I'd also like to get more detailed information about light CT unit for operations in tubular annulus, developed by Fidmash's designers.

L.M. Hruzdilovich: Light class CT unit, presented yesterday, is meant mainly for radial drilling.

O.T. Serdukov: I'd also suggest creating an exchange fund for the equipment you produce. We have an overage unit. Is it possible to send it to you for modernization and receive another one from you for a certain period? Or another option: We take a new unit and pay the difference in cost and you repair the old one and sell it.

E.B. Lapatsentava, Director General of Fidmash:

Each of our contractors has specific requirements for the units. Belarusneft needs heavy MK30T. Bashneft demands lighter machines. Schlumberger, Ukrainian, Kazakh, Uzbek companies... All of them have their requirements. Our customers work in too different climatic and geological conditions so that they could use the only modification of some equipment. That is why we are trying to cater to the individual demands of the contractor.

L.M. Hruzdilovich: The idea of an exchange fund is very interesting. May be it would be more reasonable, if this idea were realized not by the enterprise, but rather by some company that would provide such kind of services on its conditions. The producer works by the following

Л.М. Груздилович: Колтюбинговая установка легчайшего класса, о которой шла речь вчера, предназначена в первую очередь для того, чтобы обеспечить радиальное вскрытие пласта.

О.Т. Сердюков: Хочу также выступить с предложением создать обменный фонд выпускаемого вами оборудования. У нас есть установка, которая скоро выработает свой ресурс. Нельзя ли сделать так, чтобы мы, скажем, вам пригнали эту установку для модернизации, а вы дали нам взамен другую на время? Или даже так: мы берем новую установку и выплачиваем разницу в стоимости, а старую вы капитально ремонтируете и продаете.

Е.Б. Лапотентова, генеральный директор СЗАО «Фидмаш»: Каждый наш заказчик выдвигает конкретные требования к приобретаемым установкам. Белоруснефть устраивает тяжелая МК30Т. Башнефти нужны облегченные машины... У Шлюмберже, украинских, казахстанских, узбекистанских компаний – свои пожелания. Наши потребители работают в слишком разных климатических и геологических условиях, чтобы их могла устроить единственная модификация той или иной установки. Поэтому мы в процессе приемки стремимся удовлетворить технические требования заказчика индивидуально.

Л.М. Груздилович: Идея обменного фонда очень интересна. Возможно, ее логичнее осуществлять не производителю, а какой-то компании, которая, разработав условия, будет оказывать такого рода услуги. Производитель работает по схеме: заказ – разработка – изготовление – поставка.

А реализация идеи обменного фонда – это другой вид бизнеса.

Здесь ставилась задача снижения металлоемкости. Работа такая ведется, но мы бы хотели, чтобы потребитель получил серийную установку, а не опытный образец. Все, что можно сделать с гарантированным результатом, мы сделаем.

Поскольку здесь встретились представители различных компаний, хочется услышать практические предложения по обслуживанию, развитию и совершенствованию техники, которая существует, а также той, которая находится в стадии освоения или потребность в которой назрела.

С.И. Ягодновский, начальник отдела эксплуатации и ремонта скважин ДК «Укргаздобыча»: Кризис затронул Украину, возможно, даже больше, чем соседей, но бюджет нашей компании сформирован и утвержден, и, я уверен, в этом году мы закупим те установки, «двадцатки», что запланировали. Конечно, мы ощущаем недостаток средств, так что, по всей видимости, поисковое бурение будет урезано. Основная нагрузка ляжет на действующий фонд

scheme: order – development – production – supply. Implementation of the idea of an exchange fund is another kind of business.

An idea of reducing the amount of metal was proposed. We are working to this end, but we would like our customer to receive a commercial unit and not a test piece. We will do everything we can do with a guaranteed result.

Основная нагрузка ляжет на действующий фонд скважин, а значит, будет востребован КРС.

The main burden will lay on the producing well stock, therefore well workover will be in demand.

Since we have here representatives of various companies, it would be nice to hear some practical ideas on servicing, development and modernization of the already existing equipment and the units that are being designed.

S.I. Yagodovsky, Head of Well Development and Workover Department of Ukrghazdobycha: The crisis hit Ukraine even more than its neighbors. Yet, the budget of the company is formed and I am confident that we will buy the units we have planned to buy. Sure, we feel lack of resources, that is why the exploration drilling will be curbed. The main burden will lay on the producing well stock, therefore well workover will be in demand. This year as many as 6 representatives of our company came to Minsk. All the members of our delegation work with Fidmash equipment and I would like some of them to express his opinion.

A.V. Chipel, Superintendent of Well Workover Plant at Lvovghazdobycha: We've been using MK10T unit for 4 years. We have no serious remarks about the way it works. When some minor details fell out,



A.N. Khamidullin
A.N. Khamidullin

скважин, а значит, будет востребован КРС. В этом году мы приехали в Минск как никогда большим коллективом – шесть человек. Все присутствующие здесь члены нашей делегации непосредственно эксплуатируют оборудование производства Фидмаш, и я буду рад, если кто-нибудь из них выскажет свое мнение.

А.В. Чипель, начальник цеха по капитальному ремонту скважин,

«Львовгаздобыча»: У нас уже четвертый год работает установка МК10Т. Каких-либо существенных замечаний по поводу ее работы нет. Выходили из строя отдельные несущественные детали, но специалисты Фидмаша оперативно их заменяли. Единственное пожелание к «десяткам»: усовершенствовать узел намотки трубы. Труба диаметром 38,1 мм наматывается отлично, а другого диаметра – плохо. Надеемся, что новые установки, которые мы намерены закупить, будут улучшенного качества.

С.М. Кузуб, начальник технологического отдела Управления по повышению нефтеотдачи пластов и ремонту скважин РУП

ПО «Белоруснефть»: В нашем ведении находится тяжелая установка МК30Т на полуприцепе, приобретенная в 2007 году. Для работы на этой установке была образована специальная бригада КРС. Установка эксплуатировалась исключительно с одним комплектом трубы диаметром 44,45 мм, которую буквально вчера мы поменяли на трубу диаметром 38,1 мм на новом барабане. Со старой трубой мы провели 62 спуско-подъемные операции, и она в пригодном состоянии, но мы хотим обслуживать скважины глубиной до 4500 м, и новая труба длиной 4700 м нам это позволит. Установка отлично себя зарекомендовала, но из-за ее внушительных габаритов иногда возникают сложности с перегонном, особенно в паводковый период.

Л.М. Груздилович: Внесу некоторые пояснения. «Тридцатки» производства Фидмаш бывают двух типов: пятиосные (с шасси 10х10) и на полуприцепе. Некоторая путаница возникла из-за тягового усилия инжектора. Наши установки классифицируются именно по нему: 10 т, 12 т – «десятки», 24 т – «двадцатки», около 30 т – «тридцатки» и т.д. Но 24-тонный инжектор в результате модернизации стал демонстрировать тяговое усилие 27,5 т, таким образом, установка МК20Т, пятиосная машина среднего класса, по своим возможностям превратилась в «тридцатку». А вторая модификация с усилием инжектора 36 т, смонтированная на полуприцепе, относится к тяжелому классу. По своим характеристикам она приближается к «сороковке», хотя пока еще называется «тридцаткой».

А.Н. Хамидуллин, директор

ООО «Койлтюбинг-Сервис»: Наша компания также ощутила на себе влияние кризиса. Объемы с



А.В. Чипель
A.V. Chipel

specialists of Fidmash quickly replace them. The only request is to improve the reel assembly for the tubing. The tubing with the diameter 38.1 mm is spooled well, and the ones with other diameters go poor. Hopefully, the new units we are going to buy from you will be of better quality.

S.M. Kuzub, Head of Technological Division at the Department of Recovery Enhancement and Well Workover of Belorusneft: We have a heavy unit MK30T on semitrailer, bought in 2007. A special well workover team was organized to run the unit. It had a sole tubing with the diameter of 44.45 mm, which has been replaced recently by a tubing with the diameter of 38.1 mm on a new reel. We made 62 trips with the old tubing and it is still in good condition. Yet, we would



С.М. Кузуб
S.M. Kuzub

начала года были сокращены и в количественном, и в стоимостном выражении на 20%, пришлось понизить и себестоимость ремонта. Сейчас обстановка более-менее налаживается, спрос на наши услуги растет. К лету, в крайнем случае к концу года, выйдем на уровень 2008 года по количеству оказываемых услуг. Как только стоимость нефти повысится до 70 долларов за баррель, ожидается и повышение стоимости ремонтных работ. На сегодняшний день услуги с ГНКТ на российском рынке высоко востребованы. Думаю, это надолго. Мы планируем расширить сферу своей деятельности и рассматриваем вариант приобретения двух установок: легкого типа МК10Т и среднего МК20Т.

З.Ю. Мохаммадиев, начальник бюро производственного обслуживания Лукойл ООО «Нарьянмарнефтегаз»: Наше нефтегазодобывающее управление недавно приобрело колтюбинговую установку МК20Т и произвело ее пусконаладку. Сейчас заключили договор с Фидмашем на поставку насосной установки. Сервисные бригады у нас не выведены из состава управления. По мере подхода оборудования будем начинать работу на скважине. Начнем с промывки забоев нагнетательных скважин и депарафинизации. В будущем мы нацелены на горизонтальное бурение. Несмотря на кризис, оборудование, которое запланировали, мы покупаем.

В.П. Архиреев, главный инженер ООО «Урал-Дизайн-ПНП»: Мы выполняем работы в трех регионах: Пермском, Удмуртском и Оренбургском. У нас две установки: одна из первых, выпущенных Группой ФИД, М10 начала 2000 года и МК20Т 2007 года. Очень хорошее здесь было высказано предложение насчет обменного фонда. Сейчас у нас назрела необходимость абсолютной модернизации М10, хотя она и так уже модернизирована. Нагрузка на нее продолжает быть высокой. Ежегодно установка выполняет как минимум 80 ремонтов. Всего в 2008 году силами двух установок мы выполнили 180 ремонтов. Подобно другим предприятиям отрасли, наше попало в экономические клещи и зависит как от цены на нефть, так и от стоимости оборудования. Плюс к этому мы подчиняемся безусловному требованию заказчика о снижении расценок. В этих условиях вторичный рынок техники способен стать выходом для небольших частных предприятий, которым стало не по карману солидное оборудование. У нас, например, было желание приобрести в этом году еще одну установку МК20Т и насосно-компрессорный агрегат Н504, но мы пока не можем себе этого позволить. И второе: об объемах работ. Объемы КРС снизились процентов на тридцать. Востребованность сервисных услуг с использованием колтюбинга сохраняется и, здесь я согласен с Хамидуллиным, будет возрастать. У нас по Пермскому региону объемы работ с использованием колтюбинга в этом году несколько



З.Ю. Мохаммадиев
Z.Y. Mokhamadiyev

like to work in wells 4,500 meters deep, and the new tubing of 4,700 meters will enable such operations. The unit approved itself, but because of its big size we have difficulties with moving to other location, especially in freshet period.

L.M. Hruzdilovich: I'd like to make some explanations. Fidmash produces two types of units of "30" series: with 5 axes (chassis 10x10) and the ones on semitrailer. Certain confusion was caused by the pulling force of the injector. We use it to classify our units: 10 tons, 12 tons are called "the tens", units with 24 tons are the "the twenties", the ones of about 30 tons are "the thirties". But as a result of modernization an injector of 24 tons demonstrated a pulling force of 27.5 tons. Thus, МК20Т, a mid class unit with 5 axes turned into a "thirty" in terms of its capabilities. The second modification with the injector force of 36 tons, assembled at semitrailer, belongs to the heavy class. As far as its capabilities are concerned it is close to a "forty", though it is called a "thirty".

A.N. Khamidullin, Director of Coiled Tubing Service company: Our company felt the impact of the crisis as well. The volumes reduced by 20% both in terms of quantity and revenues and we had to reduce the cost of service. At the moment the situation is getting back

Услуги с ГНКТ на российском рынке высоко востребованы.

CT services are in high demand at the Russian market.

to normalcy and the demand in our services is growing. By summer, or at least by the end of the year, we will reach the level of 2008 in the amount of services. As soon as the price on oil exceeds 70 dollars per barrel, the cost of services will start rising. At the moment CT services are in high demand at the Russian market. And I think they will be for long. We plan to expand our activity and



В.П. Архиреев
V.P. Arhireev

снижены. На прежнем уровне они остаются по Удмуртии и значительно возросли по Оренбургскому региону. Востребованы сегодня также геофизика, геофизические работы с колтюбингом (как с автономными приборами, так и с запасованным в гибкую трубу кабелем). Развивается радиальное бурение. Расширяется спектр ремонтных услуг, включая ремонтно-восстановительные операции и проход аварийных НКТ. Думаю, будет востребовано и бурение колтюбингом, оборудование для которого здесь продемонстрировало КБ «Новинка». В связи с расширением спектра колтюбинговых технологий было бы неплохо иметь сервисную базу Фидмаша в нашем регионе. Нас также очень интересует подземное оборудование, сопутствующее колтюбинговым технологиям. Хотелось бы иметь возможность приобретать его через предприятие-изготовитель установок.

Л.М. Груздилов: Мы близки к созданию производственных мощностей в вашем регионе. Будем делать капитальный ремонт установок поближе к нашим основным потребителям. В настоящее время российские предприятия освоили выпуск ряда аналогов зарубежных узлов и деталей, которые здесь не производились в 2000–2004 гг., а ныне используются нами в качестве комплектующих. Это значительно удешевляет модернизацию установок, что очень важно в период кризиса. Фидмаш и впредь будет внимательно относиться к пожеланиям потребителей своей продукции, широкий спектр которой рассчитан на самые разнообразные потребности сервисных компаний и любой кошелек. **Я предлагаю продолжить заседание нашего круглого стола в заочной форме на страницах журнала «Время колтюбинга» и на сайте www.cttimes.org.** ☺

consider acquiring 2 units: light MK10T and mid MK20T.

Z.Y. Mokhamadiyev, Head of Production Service Department of Naryanmarneftegaz, Lukoil's subsidiary:

Our O&G Production Department has recently acquired a CT unit MK20T and commissioned it. It also signed a contract with Fidmash on purchasing a pump unit. Our service teams make part of the department. As soon as the equipment arrives, we will begin operations in the well. We are going to start with flushing the bottoms of the injection wells and dewaxing. In the future we have plans of horizontal drilling. In spite of the crisis we make the planned acquisition of equipment.

V.P. Arhireev, Chief Engineer of Ural Design PNP:

We perform operations in 3 regions: Perm, Udmurtia and Orenburg. We have two units: M10, produced by FID Group in early 2000, and MK20T of 2007. There was a very nice proposition on creating the exchange fund. Though M10 was up-dated, we need it to be totally modernized. The burden on the unit is very high. It performs at least 80 services a year. 180 services were done with 2 units in 2008. Like other enterprises of the region, we got trapped into economic jaw and depend both on oil prices and cost of equipment. Besides, we abide by the contractor's unconditional claim on price cutting. In these conditions the secondary market of equipment can become a way out for small private enterprises that can't afford expensive equipment. For example, we planed to buy another MK20T unit and a pump-compressor unit H504, but at the moment we can't afford it. The share of well workover operations shrank by 30%. The demand in CT services is still alive and I agree with Khamidullin that it will be growing more. Our volume of CT service operations in Perm region reduced. In Udmurtia they are on the same level and in Orenburg region they have grown up. Geophysics, CT geophysical operations (both with autonomous devices and cable laid in CT) are in high demand. Radial drilling is in progress as well. The range of services, including repair-recovery operations and passage of emergency tubes, is expanding. I think that CT drilling equipment, demonstrated by development laboratory Novinka, will be demanded as well. Since CT technologies are expanding, it would be good to have Fidmash's service base in our region. We are also very interested in downhole equipment, related to CT technologies. It would be good to buy it right from the producer of the units.

L.M. Hruzdilovich: We are about to create facilities in your region. We are going to do the overhaul of the units closer to our main customers. At the moment Russian companies started to produce a number of analogues of foreign assemblies and details, which were not manufactured here in 2000–2004 and now we can use it in our products. This is going to make the modernization of units cheaper, which is very important in the conditions of the crisis. Fidmash is going to continue to be very attentive to the requests of its customers. The wide range of its products is meant for various demands of service companies and any buying power. **I suggest continuing our discussion in Coiled Tubing Times journal and at our site www.cttimes.org.** ☺

РАЗВИТИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЯ В ГРУППЕ HYDRA RIG

WHAT IT TAKES TO MOVE FORWARD



Рэндал ГРЕЙВЗ, NOV Hydra Rig
Randal GRAVES, NOV Hydra Rig

Рэндал Грейвз работает в компании NOV Hydra Rig с 1982 года и вот уже 26 лет занимается коiled tubing технологиями. В Hydra Rig ему доводилось занимать различные должности, включая посты руководителя отдела по внешнеэкономическим связям и заместителя председателя коммерческого отдела. С момента основания Ассоциации по коiled tubing и подземному ремонту скважин (ICoTA) он входил в состав совета директоров в качестве представителя от NOV Hydra Rig. В настоящее время он является коммерческим директором группы Hydra Rig и занимается координацией сбыта ее продукции на территории штатов Техас и Оклахома, а также в Канаде и Великобритании.

Randal Graves has worked for NOV Hydra Rig since 1982 and has been involved in the coiled tubing industry for over 26 years. He has held various positions with Hydra Rig including International Technical Sales and Vice President of Sales. He represented NOV Hydra Rig as a charter member on the original ICoTA Board of Directors. He is currently Director of Sales for the NOV Hydra Rig group, with sales coordination responsibilities for the Texas, Canada, Oklahoma, and UK locations.

Развитие любой производственной компании невозможно без разработки и внедрения новых технологий и расширения спектра выпускаемой продукции. Особенно это справедливо по отношению к производителю оборудования для нефтегазовой отрасли, поскольку рост мирового потребления углеводородов и практически повсеместное ухудшение структуры запасов углеводородного сырья приводят к тому, что ежегодно спектр технологий и методов, широко использующихся для интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пласта, значительно расширяется. Соответственно, значительно возрастает номенклатура используемого в нефтегазовом сервисе оборудования и инструмента и объемы его выпуска.

В этой связи очевидно, что когда рынок настолько активен, как это наблюдается сейчас, одной из главных составляющих успешного развития работающей в этом секторе компании является правильное соблюдение баланса между расширением производства и загрузкой существующих мощностей. В группе компаний Hydra Rig это достигается в основном за счет проведения ежегодного собрания всех входящих в группу подразделений. Именно на нем мы обычно обсуждаем те новые разработки, которые появились в последнее время, и решаем, что необходимо для развития нашего оборудования. Такая форма организации как раз и позволяет развиваться дальше даже в том случае, когда большая часть ресурсов компании задействована на производстве. Основная цель этих ежегодных собраний – убедиться в том, что мы продолжаем разрабатывать и

Successful growth of any manufacturing company requires development and implementation of new technologies and expanding the product lines. It's especially important for manufacturers of drilling equipment because oil and gas reserves have been depleted in almost every production region so there is significant growth in number of technologies and methods for oil recovery. The range of equipment and tools used in the oil and gas service industry is also expanding each year.

When the market is active one of the main elements of successful development for companies in this industry is to balance resources dedicated to production and development of new products. In our group, it's evaluated at a formal meeting at least once a year. During this meeting we discuss what new developments we have seen or what modifications we should make to our equipment. This practice allows us to innovate even when most of the resources are going toward production. The main goal of these meetings is to ensure that we continue to move forward by developing and implementing new and improved designs of our product lines.

Right now we are working on some major projects. The details are still confidential but

осваивать производство нового оборудования.

Сейчас мы реализуем несколько крупных проектов. Разумеется, пока я не могу разглашать детали, но один из них будет шагом вперед в области управления оборудованием. Другой, над которым мы активно работаем прямо сейчас, направлен на дальнейшее развитие нашей технологии колтюбингового бурения, поскольку на данный момент она уже перешла в область повседневной практики как в США, так и в Канаде.

Главное преимущество колтюбингового бурения – возможность бурить на депрессии.

Темпы роста объемов работ с применением колтюбингового бурения в Канаде просто огромны, что в первую очередь связано с добычей метана в угольных пластах. Обусловлено это тем, что эти залежи находятся на относительно небольшой глубине – до 2000 метров. Кроме того, обычно в скважине находится несколько угольных пластов с сухим природным газом, поэтому так важно бурить эти скважины на депрессии. При традиционном бурении продуктивному пласту наносятся значительные повреждения, что существенно снижает добычу в период эксплуатации скважины. Колтюбинговое бурение не обязательно дешевле, чем традиционное. Главное преимущество этой технологии – возможность бурить на депрессии, что позволяет значительно увеличить производительность пробуренной скважины. Кроме того, колтюбинговое бурение значительно сокращает время ввода скважины в эксплуатацию. В Канаде, например, бурение новой скважины с поверхности занимает всего 2 дня. Эта технология применяется в различных регионах по всему миру. Она становится все более популярной в США, на Ближнем Востоке, и мы надеемся, что в ближайшем будущем она также будет очень востребована в России и СНГ.

Один из основных проектов разработки и освоения новой техники направлен на производство оборудования для гидроразрыва пласта. Уже несколько лет наблюдается значительный рост объемов работ по гидроразрыву пласта при добыче метана в Канаде. Вслед за этим гидроразрыв пласта стал все шире применяться и в США, в основном при добыче нетрадиционного газа на ряде месторождений на востоке США, в северной части Арканзаса и Луизианы. Традиционно газ добывается в таких регионах США, как западная Оклахома, где продуктивные пласты находятся очень глубоко, на глубине 4500–6000 м. Таким образом, технология добычи ориентирована на бурение глубоких скважин, из которых находящийся под большим давлением газ добывается достаточно высокими темпами. Это делает добычу экономически обоснованной.

Появившиеся же несколько лет назад новые технологии направлены на то, чтобы сделать экономически выгодным добычу природного газа на месторождениях, ранее считавшихся нерентабельными, в первую очередь добычу метана из продуктивных пластов, залегающих на небольшой глубине. Необходимость добывать метан из

one project will advance the way we control the equipment. The other major, active project involves enhancing our technology for coiled tubing drilling, as we see it became a more accepted technology used in the United States and Canada.

There is tremendous growth in coiled tubing drilling in Canada, primarily for coal bed methane production. That is because these fields are relatively shallow- less than 2000 meters deep and we'll usually have multiple zones of coal beds with dry gas, so it is important to drill these wells underbalanced. Generally they would bring damage to the structure of the well and would not be as effective as they would if they drilled conventionally. Coiled tubing drilling is not necessarily cheaper than conventionally drilled wells. It allows you to drill underbalanced, which can greatly increase the well's production. It is also very fast. For example, in Canada drilling from well to surface takes only two days. That type of drilling has applications in many other areas in the world. It has become more common in the U.S., in the Middle East, and we think this will also happen in Russia and the CIS region as a whole.

One of the main goals of widening our product lines is the production of fracturing equipment. In the past several years there has been tremendous growth in fracturing in Canada, for methane production. It was followed by growth in fracturing in the U.S., mainly based on works done on shale, which is unconventional gas production on some fields in north Texas, eastern U.S., northern Arkansas

Coiled tubing drilling allows you to drill underbalanced.

and northern Louisiana. Traditionally, the normal natural gas production in the U.S. has been in areas like western Oklahoma, where the gas is very deep - 15,000 to 20,000 feet. So the production requires the drilling rig to get down to this gas, which is under very high pressure and produces very rapidly. This makes production quite profitable.

The new technologies introduced over the last several years focused on finding an economical way to extract natural gas from fields that are not typically profitable, like methane and the shale production. For the production of shale fields and coal bed methane, it took advances in horizontal drilling technologies, as well as development of new fracturing methods to make production

приповерхностных угольных пластов способствовала развитию технологий бурения горизонтальных стволов, а также новых методов гидроразрыва, которые позволяют сделать разработку таких месторождений экономически выгодной. В результате развития этих технологий рост добычи нетрадиционного природного газа в последние годы привел к увеличению объемов выпуска оборудования для ГРП в США.

Мы укрепили нашу позицию на рынке оборудования для ГРП за счет приобретения компании Rolligon, которая стала частью подразделения внутрискважинных работ и оборудования для интенсификации притока NOV в конце 2006 года. NOV Rolligon производит насосные установки для

Блендеры Rolligon имеют репутацию наиболее совершенных и надежных систем на отраслевом рынке.

гидроразрыва, блендеры и системы ввода жидких добавок, а также вспомогательные насосы для цементирования, кислотной обработки и колтюбинговых операций.

Изначально компания Rolligon ориентировалась на рынок США и поставляла свою продукцию большинству сервисных компаний в период интенсивного роста объема работ по гидроразрыву пласта.

Флот ГРП состоит из нескольких разновидностей оборудования. Производство насосных установок в достаточной степени традиционно, но существуют и другие агрегаты, составляющие комплекс оборудования для ГРП, которые требуют большого инженерного и производственного опыта. Главной составляющей этого комплекса является блендер, который, наверное, также является и наиболее сложной его частью. В настоящее время блендеры Rolligon имеют репутацию наиболее совершенных и надежных систем на отраслевом рынке. Современные флоты ГРП также оборудованы системами контроля и управления высокого уровня – Frac Van, которые позволяют осуществлять контроль и наблюдение централизованно. Система контроля флота ГРП NOV Rolligon использует проверенные на практике технические средства, которые эксплуатировались в полевых условиях на многих других передвижных устройствах в качестве надежных контролирующих систем. Они находят применение при проведении работ по гидроразрыву пласта, поскольку реализованная в них надежная электронная система контроля и регистрации данных позволяет оператору удаленно управлять этими работами на всех этапах их проведения.

Оборудование, произведенное Rolligon, работает и в России. Поскольку эта компания в основном ориентирована на рынок США, прямыми продажами в СНГ она не занимается, и их установки в основном продавались через другие компании. Сегодня на этом оборудовании работают как минимум пять российских компаний, занимающихся нефтегазовым сервисом. Особенностью российского рынка является то, что подавляющее большинство работающего здесь иностранного нефтегазового оборудования и инструмента поставляется

of these unconventional gas sources economical. As a result of the advances in these technologies, rapid development of these types of fields have created tremendous growth in the manufacturing of fracturing equipment in the U.S. over the last several years.

We expanded our position in the fracturing equipment market by acquiring the Rolligon company, which became part of NOV Well Intervention and Stimulation Equipment Group in late 2006. NOV Rolligon's product offering includes fracturing pumps, blenders, and liquid additive systems, as well as cementing, acidizing, and coiled tubing support pumps.

NOV Rolligon has been primarily in the U.S. market, and has been the manufacturer of choice for the majority of the rapidly expanding US-based fracturing service companies during this period of rapid growth.

It takes several different pieces of equipment to make up a complete fracturing fleet of equipment. The manufacture of the fracturing pumping units is fairly straight forward, but there are other units that make up a fracturing complex that require a very high level of engineering and manufacturing experience. One of the main units of this equipment is the blender which is probably the most complicated piece of the fracturing complex. NOV Rolligon's blenders have built a reputation in the industry as being one of the most technically advanced and reliable unit on the market today. Modern frac fleets are also equipped with sophisticated centralized control systems that allows operation and monitoring from a single location, called the Frac Van. NOV Rolligon's frac fleet control system utilizes field proven hardware components that have been field proven and used in many other mobile equipment applications, making their control system a robust and dependable system. It is applicable for the fracture because its robust electronic control and reporting system enables a proper control of the frac job from a central control station.

NOV Rolligon also has equipment operating in Russia. It is mainly a U.S.-market oriented company, so they have not done direct sales in Russia and most of their products have been sold through the other companies. These sales have been made to at least five Russian fracturing companies. In fact most foreign equipment operating in Russia has been sold not directly from the manufacturer, but became a part of complexes, assembled by Russian companies. It is important to know NOV

не напрямую, а становится частью комплексов, собираемых в России. В связи с этим очень сложно указать реальное количество техники производства компании Rolligon, которое на данный момент работает в России. Важно отметить, что все составляющие комплекса оборудования для ГРП производства NOV Rolligon используются в России и уже завоевали свое место на рынке.

В моем понимании, разработка нового оборудования также включает в себя расширение возможностей покупателя по выбору уже выпускаемого оборудования с учетом материальных возможностей и реальных потребностей клиента, а также реализацию совместных проектов компаний, входящих в состав группы NOV Hydra Rig. Один из основных проектов, которому уже дан старт, – разработка и продвижение оборудования для ГРП на рынке России и СНГ.

В этой связи еще одна компания, входящая в группу Hydra Rig, – Фидмаш, также сейчас занялась производством оборудования для ГРП, ориентированного на рынок стран СНГ. В частности, недавно она поставила комплекс для Белоруснефти. Это стало первым совместным проектом Rolligon и Фидмаш, в котором первая компания изготовила и поставила блендер и систему управления, а вторая занималась сборкой и изготовлением насосной установки и прочего необходимого оборудования.

Принимая во внимание успех этого проекта, сейчас речь идет о его продолжении и логическом развитии. Как Rolligon, так и Фидмаш известны в тех регионах, на которые они работают. В этой связи на данный момент мы можем предложить российскому нефтегазовому сервису три варианта при выборе оборудования для гидроразрыва пласта. Во-первых, если для компании предпочтительно использовать технику российского производства, то есть на произведенном в России шасси и с использованием произведенного в России или СНГ оборудования, можно заказать флот, целиком произведенный компанией «Фидмаш», в который эта компания интегрирует только произведенные Rolligon систему управления и блендер. С другой стороны, ряд российских компаний предпочитает использовать технику, полностью произведенную и собранную за рубежом. Для этих компаний мы можем предложить флот ГРП, целиком произведенный и собранный в США компанией Rolligon. Кроме этого, мы предлагаем и комбинированный вариант: насосную установку производства Фидмаш и блендер от Rolligon со сборкой и наладкой комплекса на Фидмаше, который затем и поставит оборудование заказчику. Этот вариант дает потребителю преимущество западной технологии и при этом местное гарантийное обслуживание, техническую поддержку и возможность покупки запчастей.

Таким образом, хотелось бы подчеркнуть, что как бы ни было очевидно лидирующее положение компании на рынке, его сохранение без значительных усилий и инвестиций в расширение спектра выпускаемой продукции и разработку новых технологий невозможно. ☉

Rolligon equipment now operates in Russia for blending and fracturing all of the pieces that make up the fracturing complex, and thus already has its own place on this market.

The development of new equipment also includes providing new options for customers for shipping equipment we already produce and implementing new joint projects between NOV Hydra Rig companies. One of the main projects which we already launched is the development of fracturing equipment for Russian and CIS area markets.

The other company from NOV Hydra Rig group, NOV Fidmash, now manufactures fracturing equipment for the CIS region. Particularly, it has recently supplied a complex to Belarusneft. That was the first joint venture effort between NOV Rolligon and NOV Fidmash, where NOV Fidmash supplied and built the pumping unit, manufactured the housing and the platform for control complex, and NOV Rolligon manufactured and supplied the blender and control system.

Now we want to continue this project, because of its successful start. Both companies are recognized in their own areas. So now we intend to present to the Russian oil and gas service companies three possible ways to supply fracturing equipment. First, we can offer them a complete system that is built by NOV Fidmash if they want to buy Russian or CIS products, on

NOV Rolligon's blenders have built a reputation in the industry as being one of the most technically advanced and reliable unit on the market today.

Russian carriers etc. and then NOV Fidmash will acquire control systems and blenders from NOV Rolligon to complete that complex. There are certain Russian customers who prefer to have completely Western equipment. For those customers we offer the complete complex built by NOV Rolligon in the U.S. or we can offer a combination- NOV Fidmash built pumping units, NOV Rolligon built blenders, and then we put these things together at NOV Fidmash and supply to the customer. This option gives the customer the advantage of Western technology, with a local source for service, parts, and assistance.

In summary, even if the company is a dominant leader in the market, it can't maintain its leading position without significant efforts and investments in development of new equipment and technologies and adding new product lines. ☉

Валерий Исаакович ГРАЙФЕР

Родился 20 ноября 1929 года. Окончил Московский нефтяной институт им. И.М. Губкина по специальности «горный инженер по разработке нефтяных и газовых месторождений». Трудовую деятельность начал в 1952 году в Татарии, где прошел путь от помощника мастера по добыче нефти до главного инженера – заместителя начальника Государственного производственного объединения Татнефть. В.И. Грайфер принимал активное участие в организации разработки одного из крупнейших нефтяных месторождений России – Ромашинского.

С 1972 по 1985 год Валерий Исаакович возглавлял планово-экономическое управление (ПЭУ) Министерства нефтяной промышленности СССР, был членом коллегии Министерства. В 1976 году за участие в создании автоматизированных систем управления в отрасли В.И. Грайфер стал лауреатом Ленинской премии. В 1985 году В.И. Грайфер был назначен заместителем министра нефтяной промышленности СССР – начальником Главного тюменского производственного объединения по нефтяной и газовой промышленности «Главтюменьнефтегаз», где проявил себя как крупный организатор государственного масштаба, способный создать коллектив профессионалов высочайшего класса. В сложный период перехода нефтедобывающей отрасли к работе в условиях рыночной экономики В.И. Грайфер снова сумел проявить свои незаурядные профессиональные качества и организаторский талант. Начиная с 1992 года и по настоящее время он возглавляет ОАО «Российская инновационная топливно-энергетическая компания» (ОАО «РИТЭК»).

Valery Isaakovich GRAIFER

V.I. Graifer was born on November 20, 1929. He graduated from Moscow-based Gubkin Oil Institute as a mining engineer in development of oil and gas fields. He started his professional career in Tatarstan in 1952 as an oil production subforeman and finally reached the post of chief engineer and deputy head of state-run company Tatneft. V.I. Graifer took an active part in organization of the development of Romashinsky, one of the biggest fields in Russia. In 1972-1985 Valery Isaakovich was the head of economic planning administration in Ministry of Oil Industry of the USSR and was a member of the Ministry college. In 1976 V.I. Graifer became a laureate of Lenin's Premium for ACS development in oil industry. In 1985 V.I. Graifer was appointed Deputy Minister of Oil Industry of the USSR and the head of principal oil and gas producer in Tumen, Glavtumenneftegaz, where he showed himself as talented manager of the national level, capable of creating a staff of high quality professionals.

During the difficult period of transitional economy, V.I. Graifer managed to demonstrate his extraordinary professional qualities and organizational talent once again. In 1992 he became the head of the Russian Innovative Fuel and Energy Company (RITEK).



**РАБОТЫ БУДУТ
ПРОДОЛЖАТЬСЯ
НЕСМОТРЯ
НИ НА ЧТО**

**THE OPERATIONS
WILL BE
CONTINUED
AGAINST ALL
THE ODDS**

*В рубрике «Гость номера» выступает
В.И. Грайфер, генеральный директор
«Российской инновационной топливно-
энергетической компании»*

«Время колтюбинга»: Валерий Исаакович, как нынешняя непростая экономическая ситуация сказывается на технологической политике возглавляемой Вами компании? Какие коррективы будут внесены в реализацию новых проектов?

В.Г.: Все опытно-промышленные работы мы, безусловно, будем продолжать. Ведь это наш завтрашний день, и мы обязаны его приближать.

*V.I. Graifer, Director General
of Russian Innovative Fuel and
Energy Company, is our next
guest of the issue*

Coiled Tubing Times: Valery Isaakovich, how does our complicated economic situation affect the technological policy of your company? What corrections have been made to the new projects?

V.G.: All pilot projects will be continued. They are our future and we must make it closer. A high priority will be given to state contracts. You know that we've got a grant

Особое внимание мы будем уделять работам, связанным с контрактами, заключенными с государством. Вы знаете, что мы получили грант на разработку и освоение сложнопостроенных залежей баженовской свиты. Сейчас мы строим там опытный промысел. Эти работы будут продолжаться несмотря ни на что.

«В.К.»: Каким Вам видится в ближайшее время развитие новых технологий, в том числе колтюбинговых, на примере РИТЭК?

В.Г.: ОАО «РИТЭК» специализируется на разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и поэтому делает ставку на инновационные технологии. В мае 2007 года компания выиграла конкурс по теме «Создание и внедрение инновационного технологического комплекса для добычи трудноизвлекаемого и нетрадиционного сырья (кероген, битуминозные пески, высоковязкая нефть)», организатором которого выступило Федеральное агентство по науке и инновациям. Особо хочется отметить разработанные компанией технологии водогазового воздействия на пласт. При водогазовом воздействии под высоким давлением (до 300 атм.) мы закачиваем газ. А закачка газа, как правило, сопровождается выпадением конденсатов и замораживанием ствола скважины. Для решения этих проблем мы недавно приобрели колтюбинговую установку. Мы успешно ее используем не только для реализации технологии водогазового воздействия, но и в других новых методах повышения нефтеотдачи пласта.

РИТЭК специализируется на разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и поэтому делает ставку на инновационные технологии.

«В.К.»: Какое оборудование в период кризиса будет пользоваться большим спросом: российского или зарубежного производства? Какого оборудования не хватает нефтяникам сегодня?

В.Г.: Наше отечественное оборудование, к сожалению, не может похвастаться ни широкой номенклатурой, ни высоким качеством. Приходится прибегать к закупке зарубежной техники, хотя ряд законодательных актов и призывает поддерживать российского производителя. Но, увы, у нас нет альтернативы. Еще одна трудность: по некоторым направлениям оборудования вообще не существует. Так, нет надежных компрессоров высокого давления. Огромная проблема – полное использование и утилизация попутного газа. Мы не имеем газоперерабатывающих установок, которые можно было бы поставить на маленьких месторождениях и тем самым решить там проблему утилизации газа. Нам также нужно оборудование, чтобы закачивать

for development and production of complex deposits of Bazhenov formation. At the moment we are launching experimental production there. The operations will be continued against all the odds.

CTT: How will new CT technologies designed by RITEK develop in the offing?

V.G.: RITEK specializes in the development of difficult oil fields and counts on innovation technologies. In May 2007, the company won a contest “Creation and implementation of an

RITEK specializes in the development of difficult oil fields and counts on innovation technologies.

innovation technology for hard-to-recover and unconventional raw material (kerogen, tar sands, high-viscosity oil)”. The contest was organized by Federal Agency on Science and Technology. A special attention should be paid to WAG bed stimulation technology. WAG stimulation implies pumping gas under high pressure (up to 300 atm). Pumping gas is usually accompanied with condensate dropout and well bore freezing. In order to solve these problems we have acquired a new CT unit lately. We successfully apply it in WAG technology and in other methods of recovery enhancement.

CTT: What equipment will be more in demand during the crisis: Russian or foreign? What equipment do the oil producers lack?

V.G.: Unfortunately, our domestic equipment can not boast of wide assortment and high quality. That is why we have to purchase foreign equipment, though a number of legislative acts encourage support of Russian producers. Unluckily, we have no choice. Another problem is that there is no equipment at all for some operations. For example, there are no reliable high pressure compressors. Another big problem is the complete use and recovery of the associated gas. We don't have gas processing units that could be installed at small sites to solve the problem of gas recovery. We also need equipment to pump gas in the productive formations, saving it from burning out and using it as oil stimulation agent. Currently our industry demonstrates slow response to changing situation with more complicated orders, necessity in the advanced technologies, requiring extreme high or low pressures. We

газ в продуктивные пласты, спасая его от сжигания и используя в качестве агента воздействия на нефть. Пока наше машиностроение в недостаточной степени реагирует на изменение ситуации – на усложнение заказов, на необходимость применения достаточно сложных технологий, требующих работы в условиях низких или, наоборот, высоких давлений. Мы не единожды говорили, что одна из главных задач национальных проектов – создание мощностей нефтяного машиностроения. Только это позволит нам удержать уровень добычи, работать на пополнение стабилизационного фонда.

«В.К.»: Какой совет Вы бы дали коллегам из других компаний?

В.Г.: Я пережил множество спадов и возвеличений роли сервисных организаций... Сегодня я бы посоветовал коллегам не торопиться со сдачей работ в сервис, как это ни парадоксально прозвучит.

«В.К.»: Вы считаете, что сервисные подразделения должны быть в структурах нефтедобывающих компаний?

В.Г.: В точку попали. В условиях низких цен на нефть иногда задумываешься о том, что сам, силами своей компании сделаешь необходимую работу дешевле и быстрее.

«В.К.»: Большое спасибо за интервью.

Вела беседу Галина ЯХОНТОВА, «Время колтюбинга»

P.S. Высказанную В.И. Грайфером точку зрения о том, что сервисным подразделениям в трудные времена лучше находиться в структурах нефтегазодобывающих компаний, как известно, разделяют не все. Наш журнал приглашает к широкой дискуссии на эту тему. Свои размышления присылайте нам по адресу cttimes@cttimes.org. ☺

often mentioned that one of the key national priorities is creation of facilities for petroleum engineering. Only this can help to keep high production levels and replenish of stabilization fund.

One of the key national priorities is creation of facilities for petroleum engineering.

CTT: What would you recommend to your colleagues from other companies?

V.G.: I witnessed many ups and downs in the role of service organizations. Today I would recommend my colleagues not to rush for outside service, though it may sound surprisingly.

CTT: Do you believe that service divisions should remain within oil producing companies?

Одна из главных задач национальных проектов – создание мощностей нефтяного машиностроения.

V.G.: Absolutely. When the prices of oil are low, you prefer to do the job with your company's own efforts, which is cheaper and faster.

CTT: Thanks a lot for the interview.

By Galina YAKHONTOVA, Coiled Tubing Times

P.S. Graifer's idea that in hard times service divisions should rather remain within oil and gas producing companies is not shared by everybody. Our journal opens a wide discussion of the issue. You are welcome to e-mail your opinion to the address cttimes@cttimes.org. ☺

НАША СПРАВКА

В ОАО «РИТЭК» используются различные технологии интенсификации притока нефти. Среди них ГРП, обработки призабойной зоны различными составами (соляная кислота, глинокислота, кислотная микроэмульсия «Полисил-П», щелочь, изопропиловый спирт), глинокислотные обработки с последующим гидроимпульсным воздействием, кислотные ГРП, ремонтно-изоляционные работы с применением различных реагентов (цемент, «Полисил-ДФ», технология НПФ «Иджат»); перестрелы пласта, акустическое, гидроимпульсное и термобарохимическое воздействие на призабойную зону. В среднем за год выполняется 150 операций по интенсификации притока.

OUR NOTE

RITEK applies various oil stimulation technologies including bottomhole treatment with various agents (hydrochloric acid, MA, acid microemulsion Polisol-P, caustic, isopropyl alcohol), MA treatment with further mud-pulse procession, acid hydrofracturing, cement squeeze with various reagents (cement, Polisol-DF, Ijat technology); bed reperforation, acoustic, mud-pulse, thermal/pressure/chemical treatment of the bottomhole zone. The company do about 150 flow stimulation operations a year.

Технология повышения нефтеотдачи пластов путем чередующейся закачки газа и воды

Recovery Enhancement via Water-Alternating-Gas Technology

Одним из перспективных направлений деятельности ОАО «РИТЭК» является создание технологий, направленных на увеличение нефтеотдачи пластов. Для этих целей компания разработала и ведет интенсивные опытно-промышленные испытания метода увеличения нефтеотдачи – водогазового воздействия.

Технология водогазового воздействия является глубокой модернизацией изобретения известного ученого-нефтяника И.Н. Стрижова, сделанного им еще в 1950 году. Согласно высказанной тогда идее, повысить нефтеотдачу нефтяных месторождений можно за счет закачки газа высокого давления в состоянии смесимости с нефтью, что теоретически обеспечивает 100%-й коэффициент вытеснения.

Недостатком данного способа разработки является снижение коэффициента охвата, что уменьшает возможный эффект от такого воздействия на пласт. Ведущими специалистами ОАО «РИТЭК» данная проблема была успешно решена, что доказано патентами Российской Федерации № 2142045 и № 2238389. Данное решение позволит при сохранении коэффициента охвата, соответствующего обычному заводнению и увеличению коэффициента вытеснения, в два раза повысить нефтеотдачу пластов с 15–25% до 30–50%.

В случае применения водогазового воздействия нефть вытесняется фронтальной газовой оторочкой с максимально возможной шириной, вслед за которой закачивают воду. В этом случае газ обеспечивает высокий коэффициент вытеснения, а вода позволяет сохранить высокий коэффициент охвата вытеснением.

В Западной Сибири имеется достаточно много залежей природного газа высокого давления, использование которых позволяет снизить степень сжатия газа при закачке для реализации технологии газового заводнения всего до 3–5 раз.

Специально для этих целей ОАО «РИТЭК» разработало не имеющую аналогов в отечественной промышленности бустерную насосно-компрессорную установку УБ-400х40 КЭ. Данная установка реализует широко используемый компанией принцип индивидуальной закачки и обеспечивает сжатие газа от 8,0 до 38,0 МПа при расходе 40 000 м³/сут.

Промышленные испытания данной установки совместно с внедрением технологии водогазового воздействия были начаты в 2005 году на Восточно-Перевальном месторождении НГДУ «РИТЭКнефть». Помимо бустерной насосно-компрессорной установки для технического обеспечения процесса закачки газа

Одним из самых перспективных направлений деятельности ОАО «РИТЭК» является создание технологий, направленных на увеличение нефтеотдачи пластов. Для этих целей компания разработала и ведет интенсивные опытно-промышленные испытания метода увеличения нефтеотдачи – водогазового воздействия.

Технология водогазового воздействия является глубокой модернизацией изобретения известного ученого-нефтяника И.Н. Стрижова, сделанного им еще в 1950 году. Согласно высказанной тогда идее, повысить нефтеотдачу нефтяных месторождений можно за счет закачки газа высокого давления в состоянии смесимости с нефтью, что теоретически обеспечивает 100%-й коэффициент вытеснения.

Недостатком данного способа разработки является снижение коэффициента охвата, что уменьшает возможный эффект от такого воздействия на пласт. Ведущими специалистами ОАО «РИТЭК» данная проблема была успешно решена, что доказано патентами Российской Федерации № 2142045 и № 2238389. Данное решение позволит при сохранении коэффициента охвата, соответствующего обычному заводнению и увеличению коэффициента вытеснения, в два раза повысить нефтеотдачу пластов с 15–25% до 30–50%.

В случае применения водогазового воздействия нефть вытесняется фронтальной газовой оторочкой с максимально возможной шириной, вслед за которой закачивают воду. В этом случае газ обеспечивает высокий коэффициент вытеснения, а вода позволяет сохранить высокий коэффициент охвата вытеснением.

В Западной Сибири имеется достаточно много залежей природного газа высокого давления, использование которых позволяет снизить степень сжатия газа при закачке для реализации технологии газового заводнения всего до 3–5 раз.

Специально для этих целей ОАО «РИТЭК» разработало не имеющую аналогов в отечественной промышленности бустерную насосно-компрессорную установку УБ-400х40 КЭ. Данная установка реализует широко используемый компанией принцип индивидуальной закачки и обеспечивает сжатие газа от 8,0 до 38,0 МПа при расходе 40 000 м³/сут.

Промышленные испытания данной установки совместно с внедрением технологии водогазового воздействия были начаты в 2005 году на Восточно-Перевальном месторождении НГДУ «РИТЭКнефть». Помимо бустерной насосно-компрессорной установки для технического обеспечения процесса закачки газа

была разработана система, предотвращающая образование и отложение гидратов в нагнетательных трубопроводах и стволе скважины.

Проведенные испытания показали высокую эффективность технологии и созданных для ее реализации технических средств.

В настоящее время в процессе подготовки к реализации также находится технология водогазового воздействия, предусматривающая одновременную закачку воды и попутного нефтяного газа (ПНГ).

По материалам «Каталога инновационных технологий и оборудования» ОАО «РИТЭК».

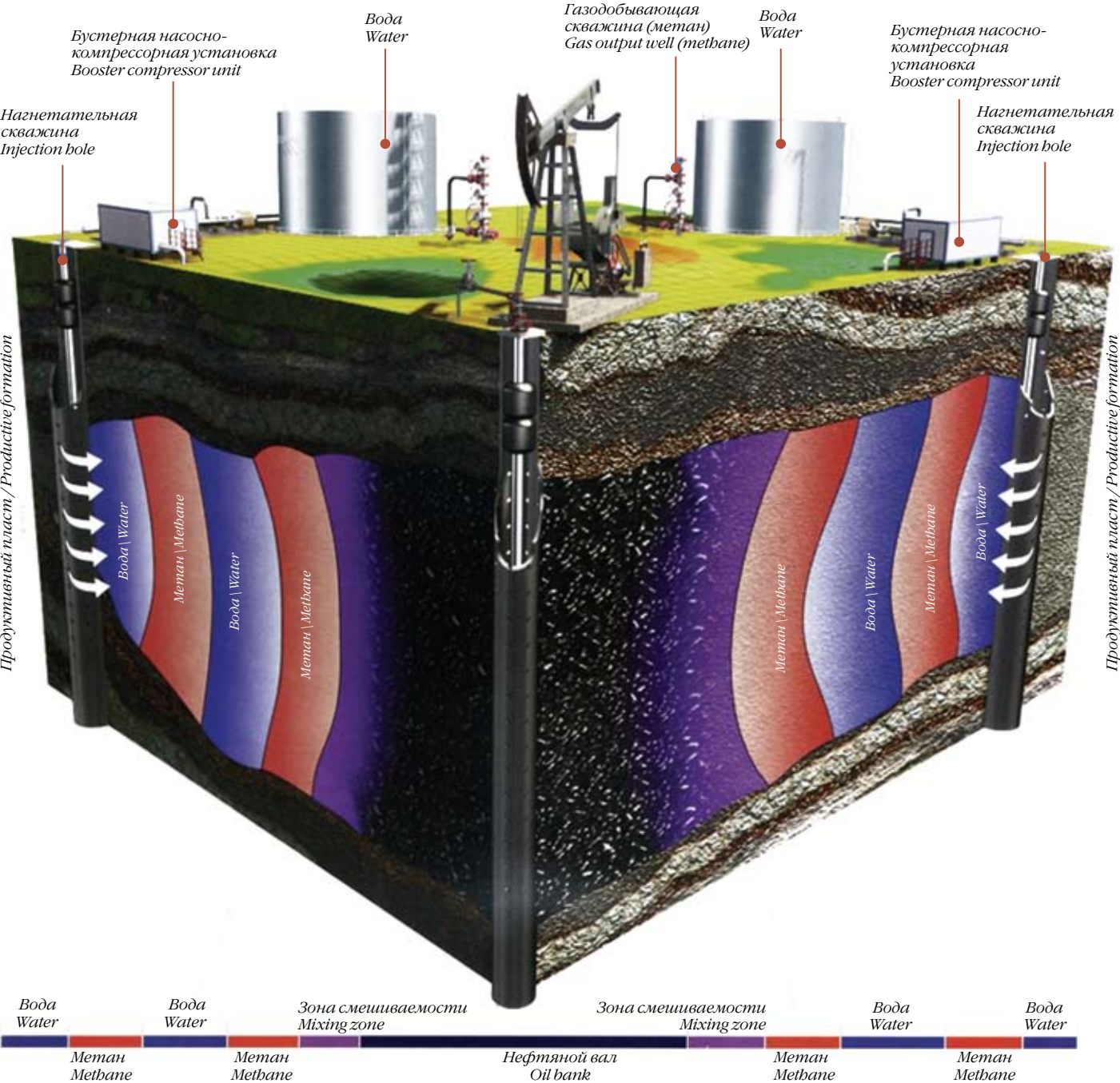
hydrates deposits in pressure manifolds and well bore was designed.

Tests demonstrated high efficiency of the technology and its technical backup.

WAG technologies providing for simultaneous pumping of water and associated petroleum gas are underway at the moment.

Based on RITEK's Catalogue of Innovation Technologies and Equipment.

Схема движения флюидов в пласте / Fluid Migration Scheme



ГНКТ – ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УНИКАЛЬНОГО АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

COILED TUBING TECHNOLOGY – THE INNOVATIVE SOLUTION FOR UNIQUE ASTRAKHAN GAS CONDENSATE FIELD

А.В. САВИН, Р.Р. САЛДЕЕВ, К.В. БУРДИН (Шлюмберже),
В.В. НИКИТИН, Г.Х. МАКСУТОВ (ООО «Газпром добыча Астрахань»),
А.И. СТЕЦЮК, Т.Р. ЛОБЖАНИДЗЕ (ООО «Газпром геофизика»)

A.V. SAVIN, R.R. SALDEEV, K.V. BURDIN (Schlumberger),
V.V. NIKITIN, G.H. MAKSUTOV (Gazprom Dobicha Astrakhan),
A.I. STECIUK, T.R. LOBZHANIDZE (Gazprom Geofizika)

ОСОБЕННОСТИ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Компания «Шлюмберже» широко применяет в России технологии ГНКТ на нефтяных и газовых месторождениях при промывке скважин, интенсификации притока, каротажных работах, а в последнее время и при бурении горизонтальных скважин. Успешный опыт применения гибких труб в условиях высококоррозионной среды, высоких температур и давлений связан с операциями на уникальном Астраханском газоконденсатном месторождении, разработку которого ведет ООО «Газпром добыча Астрахань».

Данное месторождение обладает очень жесткими в коррозионном отношении условиями ремонта. Сочетание таких скважинных параметров, как молярная доля сероводорода в пластовом флюиде до 26%, забойная температура около 110 °С, пластовое давление до 60 Мпа дает экстремально агрессивные условия, крайне негативно воздействующие на оборудование при проведении ремонта.

Месторождение разрабатывается с середины 80-х годов, при этом в составе подземного оборудования устанавливается хвостовик длиной 100–200 м на уровне перфорированного интервала (либо, в некоторых случаях, открытого ствола), что может создавать трудности при ремонте ввиду коррозии металла хвостовика, вследствие которой повышается вероятность прихвата ГНКТ на забое. При проведении работ с циркуляцией рабочей жидкости на поверхность отжиг скважинных флюидов проблематичен из-за близости населенных пунктов и неблагоприятной розы ветров.

ПРИМЕНЕНИЕ ГНКТ ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН АГКМ

Несмотря на вышеперечисленные трудности, применение ГНКТ для ремонта скважин оправдано прежде всего меньшим повреждением ПЗП в сравнении с традиционной технологией ремонта (поскольку скважина не глушится

CHARACTERISTICS OF ASTRAKHAN GAS CONDENSATE FIELD (AGKM)

CT technologies are widely implemented by Schlumberger in Russia for cleanouts of oil and gas wells as well as for production stimulation, logging and also drilling the horizontal wells. CT operations in Astrakhan field are an example of successful experience of CT intervention in highly sour high pressure/high temperature environment.

Astrakhan gas condensate field is extremely harsh in terms of highly corrosive conditions, due to H₂S concentration of up to 26% vol., bottom hole temperature of 110 °C and formation pressure as high as 600 bars. All this has a significant corrosive effect on downhole equipment during well production and workover.

The field has been in production since the middle 80's and there is a tailpipe 100 to 200 meters long installed as a part of completion. The tailpipe (tubing) is overlapping the production zone for 50–100 meters and therefore highly susceptible to corrosion. That corrosion of tubing metal can result in the coiled tubing becoming stuck during CT operations. During well interventions with CT, the fluid is circulated to the surface with flaring of gas phase after separation. It is not always possible because of towns and villages located close to the field.

CT TECHNOLOGY IMPLEMENTATION FOR WELL WORKOVER IN AGKM

Despite the complications and specifics of AGKM field, CT technology has proven its efficiency. First of all due to significantly lower damage of the near wellbore area comparing to conventional workover, it is not necessary to

утяжеленным раствором), однако при этом необходимо обеспечить прием рабочей жидкости на поверхности с сепарацией газовой и твердой фаз, а также контроль за содержанием пластового флюида в рабочей жидкости. Использование оборудования комплекса ГНКТ в совокупности с оборудованием для приема флюида на поверхности обеспечивает данные условия, а также позволяет:

- постоянно контролировать давления на устье скважины;
- обеспечить отделение твердой фазы в потоке;
- применять различные технологии очистки скважины (фрезерование, обработку с гидромониторным эффектом, химическую обработку);
- производить кислотную обработку ПЗП при одной СПО;
- минимизировать объемы рабочей жидкости.

При промывке скважины рабочая жидкость подается трехплунжерным насосом в ГНКТ, прием флюида на поверхности осуществляется по следующей схеме: фильтровальная установка, блок манифольдов, газовый сепаратор, мерная емкость. Наличие двух фильтрующих элементов в фильтровальной установке обеспечивает непрерывный процесс. При этом очистка забитого фильтровального элемента осуществляется прокачкой жидкости в герметичную емкость для сбора шлама.

Удаление отложений осуществляется различными методами: с помощью промывочной насадки, забойным инструментом с гидромониторным эффектом, фрезерованием с использованием забойного двигателя. Ввиду агрессивности среды по отношению к материалу ГНКТ важным моментом по предотвращению повышенного износа гибкой трубы является минимизация воздействия сероводорода. Это достигается замещением объема скважины рабочей жидкостью (40%-я водо-метанольная смесь) перед спуском ГНКТ и последующей промывкой на легкой репрессии (с потерей 5–10% закачиваемой жидкости в пласт) с добавлением ингибитора сероводорода и нейтрализатора сероводорода.

При промывке на репрессии основным является обеспечение полного выноса твердой фазы. Программное обеспечение CoilCADE™ и CoilCAT™ используется для расчета параметров промывки при дизайне работ, записи и обработки данных в процессе выполнения ремонта, а также для отслеживания износа ГНКТ с учетом воздействия кислой среды.

После очистки скважины от отложений производится кислотная обработка ПЗП с закачкой соляной кислоты. Использование ГНКТ в этом случае позволяет разместить кислоту в скважине на уровне продуктивной зоны, снизить объемы кислоты и уменьшить время проведения операции.

ДИЗАЙН РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГНКТ

При планировании работ с ГНКТ на скважинах АГКМ необходимо определить, в первую очередь, последовательность применения имеющихся средств по очистке и промывке скважины. Зачастую бывает целесообразно сначала осуществлять спуск ГНКТ с промывочной насадкой для определения наличия прохода,

kill the well with high density drilling mud. At the same time it is required to separate gas and solid phases in treating fluid at the surface, as well as to control contamination of treating fluid with formation fluid. A complex approach that utilizes coiled tubing together with well testing equipment meets all mentioned requirements and also provides the following:

- pressure control at the wellhead;
- solid phase separation in-stream;
- implementation of different types of CT services, such as milling, high-jetting clean out, chemical treatments etc.;
- matrix acidizing in one run;
- minimization of volumes of treating fluid.

During the well clean out, treating fluid is delivered from surface tanks to the coiled tubing string by high pressure triplex pumps. Flow back from the well goes first through high pressure filters, then through the arrangement of manifolds, gas separator and surge tank. The continuous process is provided by two elements in high pressure filters. Fluid can be pumped through the plugged filtering element to the special tank to remove collected solids.

Wellbore deposits can be removed in different ways, such as with conventional five-orifice wash nozzle, high-jetting rotational tool or with positive displacement downhole motor and bit. During well operations the main issue is CT exposure to H₂S. To minimize it, the production tubing is displaced with a water-methanol solution (40%) before the CT run downhole. The following clean out is performed in slightly overbalanced conditions with 5–10% fluid loss into the formation. Corrosion inhibitor and H₂S chemical scavenger are added to the treating fluid to minimize the effect of corrosion.

It is important to provide the complete return of solids to surface during clean out.

Before the operation, all conditions are modeled with design software to estimate the range of critical parameters. During the treatment, sensor interface hardware is used to monitor and record critical job data and also to estimate remaining tubing life in real-time.

After wellbore clean out, matrix acidizing with hydrochloric acid takes place. CT in that case allows placing acid across the zone of interest and also decreasing volumes and operation time.

DESIGN OF OPERATION WITH COILED TUBING

At the design phase it is required first to define the sequence of techniques that need to be implemented for deposits removal and wellbore clean out. It is effective to run CT with

FOREMOST

Канадская компания «Формост Индастриз ЛП», основанная в 1966 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 колт-бинговые 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

Тел.: +7 (495) 234-95-69, Факс: +7 (495) 234-98-16

E-mail: foremost@comail.ru

Web-site: www.foremost.ca (доступна русская версия)



проверки текущего забоя и, при наличии, размыва мягкой неконсолидированной пробки, а затем производить закачку кислоты. В случае последующего непрохода с промывочной насадкой (консолидированная нерастворимая пробка) осуществляется спуск винтового забойного двигателя с фрезой.

При дизайне работ используются следующие исходные данные:

- данные по скважине: наличие и свойства скважинных жидкостей, устьевое давление перед началом работ с ГНКТ, забойная температура, глубина, инклинометрия;
- данные о подземном оборудовании: минимальный внутренний диаметр, глубина спуска, размер, материал эксплуатационной колонны и НКТ;
- данные о коллекторе: пластовое давление, плотность и вязкость флюида, содержание сероводорода, пористость и проницаемость;
- характеристики отложений: размер и геометрия частиц, плотность, растворимость, уплотненность, предполагаемый объем и глубина;
- данные дефектоскопии ПО, замеры профиля притока.

С помощью программного обеспечения CoilCADE™ при различных рабочих параметрах рассчитываются нагрузки на ГНКТ в скважине: максимальная нагрузка на фрезу при работе с забойным двигателем, максимально допустимое натяжение трубы, распределение напряжений в ГНКТ. Рассчитывается также оптимальный режим промывки. С учетом расчетных нагрузок и воздействия коррозионной среды рассчитываются предельные нагрузки при работе ГНКТ в скважине, текущий остаток «усталостной» жизни трубы. Данные параметры отслеживаются в режиме реального времени во время работы ГНКТ в скважине. После каждой скважинной операции проводится дефектоскопия ГНКТ, что в совокупности с рассчитанной «усталостной» жизнью ГНКТ позволяет минимизировать риски, связанные с повреждением ГНКТ в скважине.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГНКТ, СКВАЖИНА 840 АГКМ

История скважины

В период проведения работ по капитальному ремонту скважины № 840 традиционным КРС происходили поглощения глинистого раствора с потерей циркуляции. Первые осложнения, связанные с поглощением, начались еще в период глушения скважины. При извлечении хвостовика пакера поглощения глинистого раствора увеличивались. Для ликвидации поглощений применялись закачки асбестовой крошки, соляро-бентонитовой смеси, цементного раствора и других реагентов. Всего за период ремонта КРС потери глинистого раствора составили ориентировочно 720 м³.

При спуске подземного оборудования в его составе был спущен пакер. По результатам опрессовки пакер был герметичен.

При освоении скважины наблюдался выход жидкости, пачек жидкой грязи, газа с падением трубного давления. Из-за неблагоприятных метеоусловий за 14 суток освоение

a wash nozzle bottom hole assembly (BHA) to determine the plug depth and also to clean out the unconsolidated plug. Acid can be pumped at that stage to assist in plug removal. In case of hard consolidated plug, which is insoluble in acid, a downhole motor can be used to mill out the plug and clean the wellbore.

At the design stage the following data is critical:

- Well data. Properties of wellbore fluids, wellhead pressure, bottomhole temperature, depth, deviation.
- Downhole equipment data. Minimal internal diameter (restriction), depth, size, material of production casing and tubing.
- Formation data. Pressure, density and viscosity of formation fluid, sour gases concentration, porosity and permeability.
- Deposits characteristics. Size and shape of particles, density, solubility, compactness, amount and depth of deposits.
- Data of inspection of downhole equipment, production logging data.

With different job parameters, CoilCADE™ software is used to model CT string loads in the wellbore, maximum weight on bit for milling operations and maximum CT tension load. Distribution of these stresses on the CT string can be calculated at that stage. The optimum regime of clean out is also calculated. With estimated CT loads and also taking into consideration the impact of corrosive environments, the load limits during the operation is calculated as well as the remaining CT life. Load limits and CT life are monitored in real-time during the CT intervention. After every operation an inspection of the coiled tubing string takes place to monitor the damage to the CT string incurred in the wellbore.

CT IMPLEMENTATION EXPERIENCE: WELL # 840

Well history

A workover was performed to change tubular and wellhead equipment. The well was killed and during the workover with conventional rig, high fluid loss/mud loss occurred. To prevent and/or minimize these losses different (LCM) loss circulation materials were pumped such as asbestos particles, cement and bentonite. Total losses during the workover operation were as much as 720 м³.

A packer was installed and pressure tested. During flow back off the well fluid, slugs of mud and gas were observed with tubing pressure drop. Due to unfavorable weather conditions

скважины проводилось в течение 10 часов. В процессе освоения в скважине образовывались две грязевые пробки, которые ликвидировались путем продавливания их в пласт. Затем работы были остановлены.

После продолжения работ по освоению было ликвидировано еще 4 грязевых пробки путем переменного воздействия давлением на пласт с закачкой химреагентов со стравливанием на амбар. При продолжении работ по освоению скважины получена очередная грязевая пробка на глубине 3721 м, ликвидировать которую воздействием переменных давлений с закачкой химреагентов не удалось. Бригада ПРС различными желонками и другим инструментом добилась углубления до 3772 м. Химический анализ показал, что грязевая пробка состоит из элементов глинистого раствора, цементного раствора и других химреагентов, закачиваемых в скважину при ликвидации поглощений в процессе проведения работ по капитальному ремонту.

Для ремонта данной скважины компанией «Шлюмберже» была предложена технология с применением ГНКТ.

Дизайн с использованием программного обеспечения CoilCADE™

Результаты по расчету нагрузок на ГНКТ при скважинных операциях

Максимальная нагрузка при подъеме.....	9301,82 кгс
Максимальная нагрузка при спуске.....	-1528,64 кгс
Максимальное напряжение при подъеме (критерий вон Мизеса).....	2444 бар
Максимальное напряжение при спуске (критерий вон Мизеса)	2376 бар
В процентах от предела текучести.....	44,3%
От нагрузки винтообразного скручивания.....	0,0%
Максимальная нагрузка на долото.....	1104 кгс
Максимальная нагрузка на разрыв на инструмент	8660 кгс
Достижение заданной глубины	Да

the flowback operation was suspended for 14 days. When flowback resumed two plugs formed which were squeezed down to the formation. The flowback operation was suspended again.

After resuming the flowback, another 4 plugs were removed by pressurizing / bleeding off the pressure to a flare pit. Also chemical agents were pumped to assist in plug removal. After that at the depth 3721 meters another plug was observed and it wasn't removed by technique described above. Using bailing tubes the plug was partially removed only down to 3772 meters. Lab analysis of plug material showed it consisted of clay mud, cement and other LCM materials.

Schlumberger proposed coiled tubing to clean out that well.

Job design with CoilCADE™ software

Estimated loads on coiled tubing string during well intervention

Maximum tension load.....	20 462 lbf
Maximum compression load.....	-3363 lbf
Maximum tension stress	2444 bar
Maximum compression stress.....	2376 bar
Stress, % of yield stress.....	44.3%
Load, % of helical buckling load.....	0.0%
Maximum weight on bit.....	2430 lbf
Maximum tension downhole.....	19 492 lbf
Depth is reachable	Yes

Рисунок 1 – Показатели индикатора веса при СПО / Figure 1 – Weight indicator readings during operations

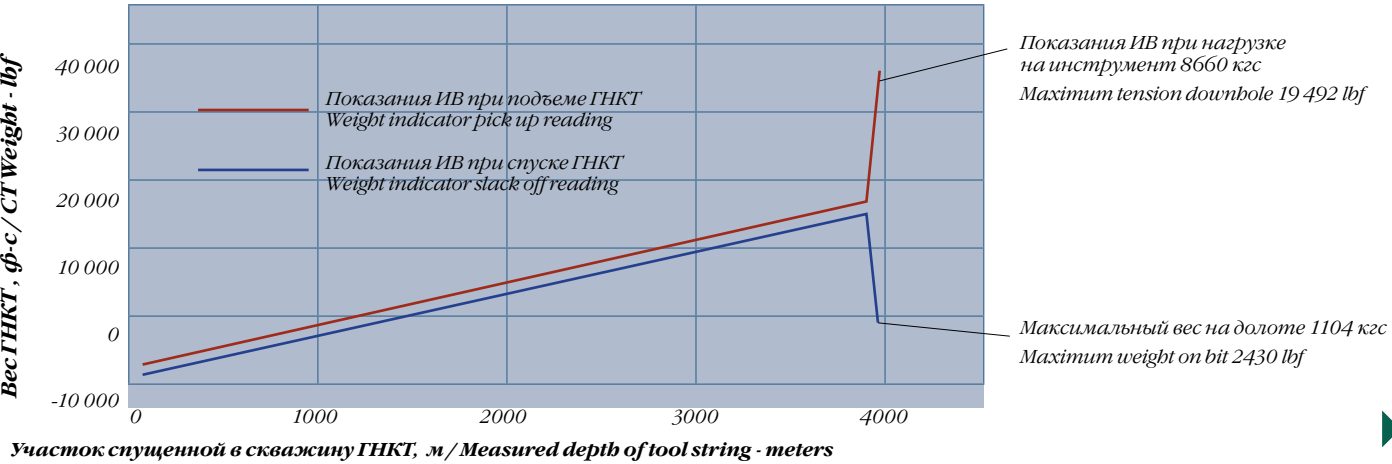
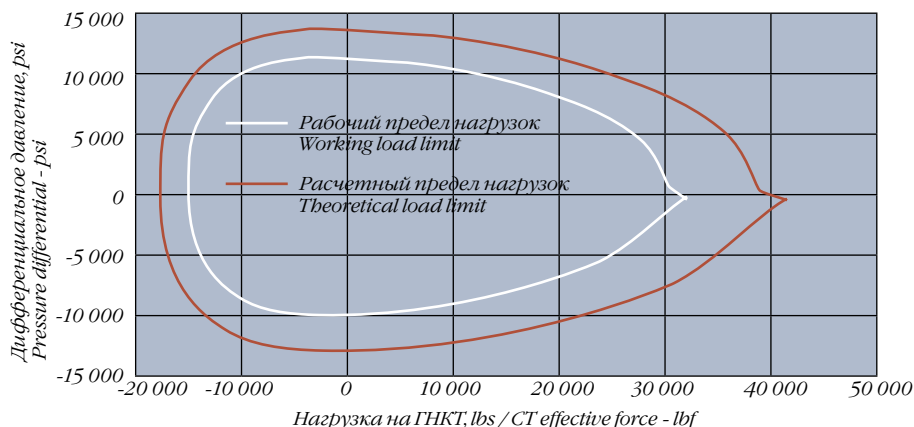


График (см. рисунок 2) показывает предельные рабочие и расчетные нагрузки на ГНКТ при соответствующем дифференциальном давлении в ГНКТ.

Figure 2 shows the maximum calculated loads and also working loads versus pressure difference between internal and external pressures.

Рисунок 2 – Предельные нагрузки на ГНКТ при скважинной операции / Figure 2 – CT load limits during CT intervention



Зависимости рабочих параметров от времени и глубины промывки

Job parameters versus time and depth

Рисунок 3 – Забойные давления при промывке / Figure 3 – Bottomhole pressure during clean out

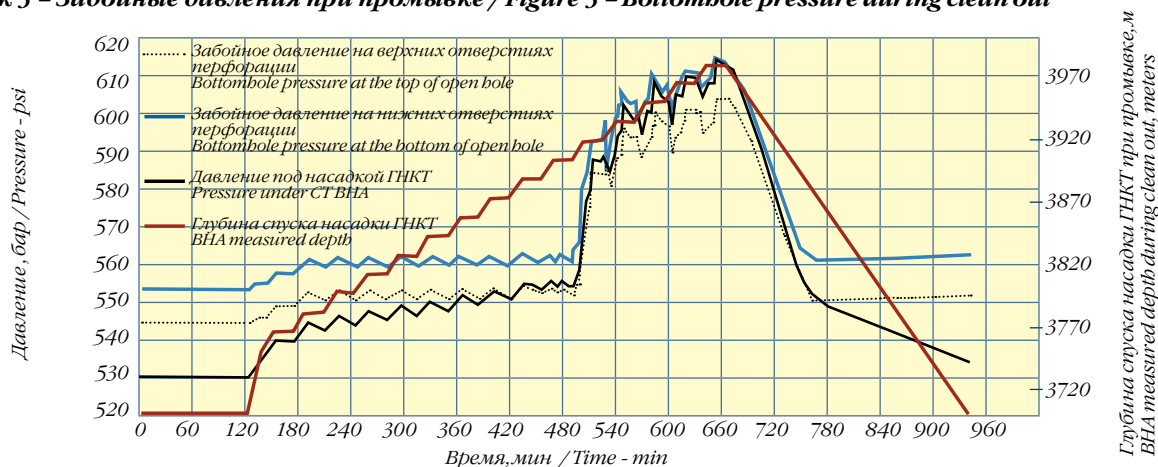


График (см. рисунок 3) показывает, что промывка производится на равновесии или репрессии.

График (см. рисунок 4) показывает, что во время работы большую часть времени промывка производится на репрессии, с небольшой потерей жидкости в пласт. При этом сохраняется вынос твердой фазы на поверхность.

Во время промывки скорость потока в малом затрубе не опускается ниже 40–50 м/мин, что является достаточным для выноса твердой фазы в вертикальной скважине.

Figure 4 shows that most of the time clean out is performed in overbalanced conditions with successful transportation of solids to the surface. Annular velocity during cleanout is not less than 40–50 m/min which is sufficient for solids transportation to the surface in vertical well.

Well workover operation with coiled tubing

Проведение работ по ремонту скважины

Несмотря на большое число единиц техники, установки мобильны и могут быть убраны с территории скважины за короткое время. Полный монтаж оборудования с опрессовкой и функциональными тестами занимает 16 часов, демонтаж – 12 часов.

Despite the layout with number of units on wellsite, the units are mobile and it is possible to rig down and leave the wellsite in short time. Complete equipment rig up with pressure and function tests takes approximately 16 hours and complete rig down takes approximately 12 hours.

Рисунок 4 – Приток из пласта/потери в пласт, вынос твердой фазы
Figure 4 – Influx from formation/leak off to formation, solids transport

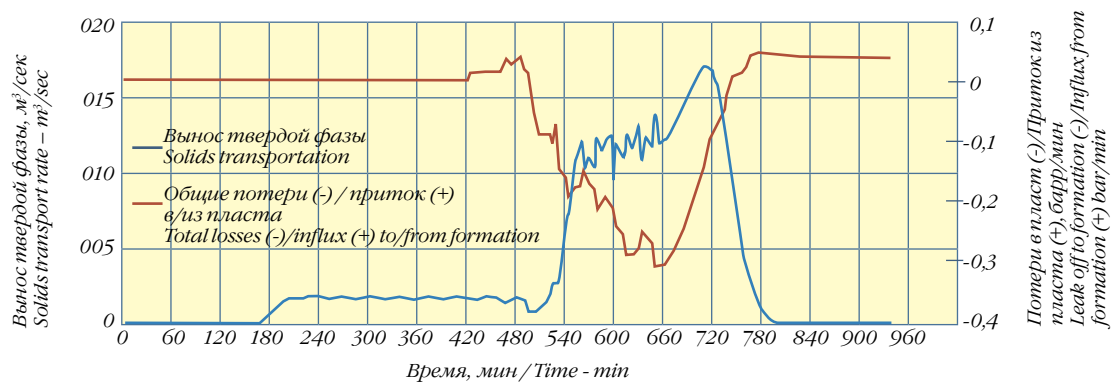


Рисунок 5 – Фильтрующая установка высокого давления и штуцерный манифольд
Figure 5 – High pressure filters and choke manifold



Описание технологического процесса

1. Закачка водо-метанольной смеси в ГНКТ и затруб ГНКТ в объеме 20 м³ для оттиснения пластового флюида и увеличения гидростатики.
2. Спуск ГНКТ с промывочной насадкой до текущего забоя.
3. Доход до глубины 3761 м. Циркуляция с расходом рабочей жидкости 160–190 л/мин.
4. Закачка СКВ в объеме 7 м³.
5. Спуск ГНКТ до глубины 3814 м, снижение веса ГНКТ на данной глубине.
6. Закачка СКВ в объеме 4 м³.
7. Спуск ГНКТ до глубины 3977 м.

CT operation description

1. Pumping 20 m³ water-methanol solution into CT and CT annulus to displace the formation fluid from the wellbore and to increase hydrostatic pressure.
2. RIH with conventional wash nozzle to wireline tag.
3. Depth 3761 meters. Circulation with treating fluid, pump rate 160–190 liters / min
4. Place 7 m³ of hydrochloric acid.
5. RIH with CT down to 3814 m, CT weight decreases at the depth.

8. Подъем ГНКТ для смены промывочной насадки на забойный инструмент с гидромониторным эффектом Jet Blaster™.
9. Спуск ГНКТ с циркуляцией ВМС для проведения СКО ПЗП до текущего забоя.
10. Текущий забой 3985 м. Закачка соляной кислоты в объеме 14 м³ для СКО с подъемом ГНКТ.

Описание забойного инструмента Jet Blaster

Забойный инструмент Jet Blaster используется для воздействия на отложения и консолидированные пробки с помощью гидромониторного эффекта. Среди его преимуществ – высокая гидравлическая мощность на соплах насадки, покрытие в 360° интервала промывки, очистка после первого прохода, контролируемый размер вымываемых частиц.

В результате ремонта с применением ГНКТ пробка была ликвидирована закачкой кислоты одновременно с циркуляцией рабочей жидкости. Для увеличения дебита была проведена СКО ПЗП, при которой для обеспечения большего проникновения кислоты в пласт, очистки фильтрационной корки, равномерного распределения кислоты на протяжении всего интервала открытого ствола был использован забойный инструмент с гидромониторным эффектом Jet Blaster. Дебит скважины был восстановлен с 0 до 150 тыс. м³/сут.

При ремонте данной скважины пробка была удалена химическим путем с помощью промывочной насадки. При наличии нерастворимой пробки осуществляется замена насадки на забойный двигатель с фрезой.

6. Pump 4 m³ of hydrochloric acid.
7. RIH with CT to 3977 m.
8. POOH the CT to change wash nozzle to rotating jetting tool – Jet Blaster™.
9. RIH with circulation of water-methanol solution for matrix acidizing.
10. Depth 3985 m. Pumping 14 m³ of hydrochloric acid for matrix acidizing.

Jet Blaster tool description

Jet Blaster tool is a rotating tool with high energy jetting effect. It is implemented for deposits removal and consolidated plugs cleanout.

It has some advantages, such as high hydraulic energy on the nozzles, 360° coverage of the deposits during cleanout, deposits removal in first run, controllable size of cuttings.

As a result of CT operations the plug was removed with acid squeeze and following circulation with treating fluid. For stimulation of production matrix acidizing of near wellbore area was performed following the removal of filter cake and clean out of production zone with Jet Blaster. Production was restored from 0 to 150 000 m³ of gas per day.

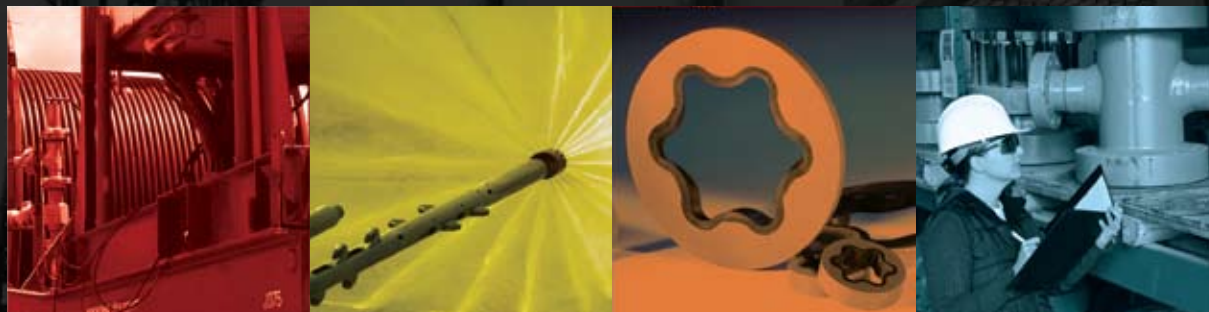
The plug on that well was removed by acid and a conventional wash nozzle. If there's a consolidated hard plug, the positive displacement downhole motor with mill can be used.

Рисунок 6 – Устье скважины, противовыбросовые превенторы, инжектор, дубликатор
Figure 6 – Wellhead, blow out preventers, injector head, riser



COILED TUBING & WELL INTERVENTION CONFERENCE & EXHIBITION 2009

31 MARCH–1 APRIL 2009
THE WOODLANDS, TEXAS, USA
THE WOODLANDS WATERWAY MARRIOTT
HOTEL & CONVENTION CENTER




Society of Petroleum Engineers
www.spe.org


Intervention & Coiled Tubing Association
www.icota.com

REGISTER NOW
www.spe.org/events/ctwi

*С 31 марта по 1 апреля 2009 г. в Вудлендсе (США) состоится Ежегодная выставка и конференция по коiled tubing технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA.
Для регистрации посетите сайт www.spe.org/events/ctwi.*

ВЫВОДЫ

Применение ГНКТ для ремонта скважин дает дополнительный набор средств по удалению пробок, очистке скважины и интенсификации притока. Среди них как химические, так и механические средства. Технология позволяет избежать глушения скважины, снижая повреждение призабойной зоны пласта и сокращая время ввода скважины в эксплуатацию. Использование ГНКТ при интенсификации притока позволяет повысить избирательность кислотных обработок, во-первых, за счет расположения самой гибкой трубы на необходимом участке продуктивного интервала и, во-вторых, использованием специальных отклоняющих кислотных систем (VDA TM). Использование забойного инструмента Jet Blaster повышает эффективность СКО, равномерно распределяя кислоту на всем продуктивном интервале.

При проведении операций по ремонту скважин с применением ГНКТ зачастую накладываются ограничения, связанные с неблагоприятными погодными условиями. Для обеспечения независимости операций от данных ограничений существует возможность обеспечения замкнутой системы рециркуляции рабочих жидкостей. Данная технология требует использования дополнительного оборудования, возможность ее применения рассматривается компанией «Шлюмберге» совместно с ООО «Газпром добыча Астрахань» и ООО «Газпром геофизика». ☉

CONCLUSIONS

Implementation of coiled tubing provides additional ways of well clean out and production stimulation in Astrakhan gas condensate field. These methods are chemical as well as mechanical. Coiled tubing avoids the need to kill the well prior to the operation and therefore decreasing the damage of near wellbore area and also decreasing the time of well stand by. Matrix acidizing through coiled tubing also has some advantages such as increase of diversion effect by placing the coiled tubing string at the depth of interest and using special diverting system based on viscoelastic self-diverting acid (VDA TM). Using Jet Blaster tool increase the efficiency of acidizing by equally distribution of acid on whole production interval.

CT operations have some restrictions due to unfavorable weather conditions and wind direction during the job. To perform operations independently from these conditions it is possible to establish closed loop circulation system which requires additional equipment. This technology is complicated to implement due to highly sour formation fluid and co-operative actions of all parties are required for success. ☉

ГОВОРЯТ УЧАСТНИКИ 9-Й МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ

Очень важно донести до сервисных компаний информацию о том, какие технологии внутрискважинных работ уже существуют и какие новые возможности появляются. Конференция такому информированию, несомненно, способствует.
Джамиль Гирфанов, исполнительный директор ООО «Татнефть – Актюбинск РемСервис», ОАО «Татнефть»

Конференция необходима и полезна. Интересно было узнать о более сложных технологиях, применяемых на колтюбинговых установках. Надеюсь на следующей встрече получить еще больше информации.
Богдан Кравчук, старший менеджер Управления по добыче нефти, ОАО «Лукойл»

Данная площадка обмена мнениями по вопросам нефтесервиса и, в частности, по колтюбинговым технологиям – основная в России. Очень правильно, что конференция проводится в Тюмени. Ведь большинство специалистов работает здесь, и большая нефть здесь, в Западной Сибири.
Григорий Зозуля, доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «Ремонт и восстановление скважин» ТюмГНГУ

От нашей компании сюда приехала целая группа из шести человек. Чем нас привлекает конференция? Тем, что здесь мы можем получить ответы на широкий спектр вопросов, которые нам необходимо решить, чтобы качественно и быстро отремонтировать скважины.
Василий Анденко, главный инженер ООО «КРС-Сервис», ООО «Газпром-нефтесервис»

Желательно иметь как можно больше информации о сервисных компаниях, которые работают с гибкой трубой именно в России, в первую очередь о технологиях работ. Поэтому нужно почаще устраивать такие встречи специалистов, чтобы люди знакомились друг с другом, обменивались опытом.
Владимир Журба, начальник геологического отдела Сургутского управления по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин, ОАО «Сургутнефтегаз»

На конференции присутствуют и наши конкуренты, и наши заказчики. Есть возможность как обменяться опытом, так и завязать деловые контакты. К следующей встрече, на которой, надеюсь, заказчиков будет еще больше, мы подготовим доклады, в которых приподнимем занавес над новыми технологиями, разработанными нашей компанией.
Константин Бурдин, менеджер по развитию бизнеса, ГНКТ Южный Геомаркет, компания «Шлюмберге»

OPINIONS OF THE PARTICIPANTS OF THE 9TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON CT TECHNOLOGIES AND WELL INTERVENTION

It is very important to get service companies acquainted with the information about well intervention technologies and new opportunities available in this field. The conference is very helping in informing them.
Jamil Girfanov, Executive Director of Tatneft – Aktubinsk Rem Service, at Tatneft Company

The conference is necessary and useful. It was interesting to learn about the advanced CT technologies. I hope to get even more information at the next meeting.
Bogdan Kravchuk, Senior Manager at Oil Production Department, Lukoil

This is the principal Russian site for information exchange in the fields of oil service and CT technologies. It is right to hold the conference in Tyumen. Most of the specialists work here and Western Siberia is the center of oil production in Russia.
Grigory Zozulya, Doctor of Engineering, Professor, Manager of the Chair of Well Workover and Recovery at Tyumen State Oil & Gas University

Our company sent to the conference a team of 6 specialists. We were attracted to the conference by an opportunity to have a number of our questions answered, and that will enable us to do well service better and faster.
Vasily Andenko, Chief Engineer of Well Workover Service at Gazprom Nefteservice

It is necessary to know as much as possible about service companies working with coiled tube in Russia. Especially, about their technologies. That is why such meetings of specialists should be held more frequently in order to give people an opportunity to see each other and exchange experience.
Vladimir Zhurba, Head of Geology Department at Surgut Division of Oil Recovery Enhancement and Well Workover at Surgutneftegaz

Both our rivals and customers are present at the conference, giving us a chance to exchange experience and tie business contacts. I hope there will be even more contractors by the next meeting. We are going to present reports unveiling the new technologies designed by our company.
Konstantin Burdin, CT Business Development Manager at Southern Geomarket, Schlumberger

ОРГАНИЗАТОР – ЖУРНАЛ «ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА»
ORGANIZER – COILED TUBING TIMES



Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

10



При поддержке НП «ЦРКТ»
With support of NP «CTDC»

10-Я ЮБИЛЕЙНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ

10th JUBILEE INTERNATIONAL COILED TUBING & WELL INTERVENTION CONFERENCE

16-18 СЕНТЯБРЯ 2009,
Москва

SEPTEMBER 16-18, 2009
Moscow



ПАРТНЕР КОНФЕРЕНЦИИ:
CONFERENCE PARTNER:

ICOTA

Intervention & Coiled Tubing Association

Контакты
Contacts

Владимир Шуринов
Vladimir Shurinov
tel: +7 499 788 91 24

tel/fax: +7 499 788 91 19

E-mail: info@crkt.ru



Фото Максима Комтаса

От «Мисс Нефтегаз» до «Мисс Мира» From Miss O&G to Miss of the World

В далеком Йоханнесбурге она шла по подиуму в лучах софитов и славы, и ею гордились Тюмень, Россия, мир. Тот самый Мир, для которого она вечером 15 декабря 2008 г. стала «Мисс». Миллиард зрителей не мог оторвать глаз от 109 красавиц со всей планеты, среди которых коронованной королевой была она, синеглазая, светловолосая сибирская красавица – россиянка Ксения Сухинова.

Практически с самого начала 21-летнюю Ксению считали главной фавориткой конкурса, о чем свидетельствовали показатели букмекеров. Девушка ярко заявила о себе почти во всех промежуточных соревнованиях, проходивших в рамках «Мисс Мира-2008».

А начинался этот путь в городе Нижневартовске в нефтеносной Западной Сибири, откуда Ксения родом. Здесь она выросла в окружении нефтяных вышек и городской молвы о черном золоте. Ведь почти без преувеличения каждый первый в этом городе имеет непосредственное отношение к нефтедобыче. Поэтому проблема выбора профессии для Ксении не стояла. Окончив в Нижневартовске среднюю школу, она уехала

She was walking in a spotlight in a faraway Johannesburg, while the people of Tyumen, Russia and the whole world took pride in her. She became Miss of the World on the evening of December 15, 2008. Billion viewers had their eyes glued to 109 beauties from all over the globe. And a blue-eyed blonde Ksenia Sukhinova from Russia was the Queen among them.

From the very beginning bookmakers staked on Ksenia, 21, as a favorite of the pageant. The girl made bright appearances during all preliminary competitions of the Miss of the World 2008.

She started her starry way in Nizhnevatorsk, the center of Western Siberian oil region, from where she comes. She grew up, surrounded by oil rigs and people talking about "black gold". Almost every dweller of the town has something to do with oil productions. That is why Ksenia didn't have many hesitations, as she was choosing her future career. Having graduated from a high school in Nizhnevatorsk, she went to Tyumen, the Siberian oil capital, and entered Tyumen State Oil

в нефтяную столицу Сибири город Тюмень поступать в Тюменский государственный нефтегазовый университет. Сейчас она на последнем курсе и после окончания сможет работать инженером контрольно-измерительных приборов и автоматики, автоматизированных систем управления технологических процессов или инженером по проектированию автоматизированных систем управления. Кстати, среди студентов этой специальности всего 5–10% – девушки.

По словам заместителя директора университета по учебной работе Вероники Ефремовой, Ксения учится только на «хорошо» и «отлично». Занимается студентка по индивидуальной программе – университет предоставил ей такую возможность после победы в конкурсе «Мисс Россия».

Первыми ее словами после коронации были: «Я очень счастлива, очень горда за себя, за свою страну». Потом она призналась журналистам, что ехала в ЮАР, чтобы победить, и что ее шикарное, женственное, расшитое кристаллами, струящееся фиолетовое платье, в котором она дефилировала в финале, шилось специально под корону.

Нефтегазовый университет для Ксении значит очень много. Здесь на втором курсе она встретила свою первую любовь. Влюбленные расстались, как признается девушка, по глупому стечению обстоятельств, но сохранили дружеские отношения... В стенах университета девушка сделала первые шаги к признанию своих внешних данных. В ТюмГНГУ действует театр моды «ш'Ателье», занимающийся подготовкой красавиц к соответствующим конкурсам. Сюда Ксения пришла в 2005 году. Любая девушка, параметры которой подходят под требуемые стандарты (кстати, параметры фигуры Ксении: 83–60–91, рост – 178), может принять участие в кастингах. Специалисты театра моды помогают студенткам университета научиться красиво ходить по подиуму, правильно наносить макияж, позировать во время фотосессий. Руководитель театра Виктор Гарабазий формулирует свое профессиональное кредо так: «Мы помогаем красивым девушкам стать еще лучше!». Под эгидой «ш'Ателье» проходит университетский конкурс «Мисс Нефтегаз». Он-то и стал первой ступенькой в череде красивых (в прямом и переносном смысле) побед Ксении Сухиновой: «Мисс Имидж», «Мисс Тюмень», «Мисс Россия», «Мисс Мира»...

Как только в прямом эфире объявили о победе Сухиновой, ее мобильный телефон стал разрываться от поздравительных звонков и SMS-сообщений. А спустя еще полчаса из Йоханнесбурга в приемную ректора университета Николая Карнаухова позвонил PR-менеджер конкурса «Мисс Мира» и передал слова благодарности от Ксении преподавателям, студентам – всем тем, кто ее поддержал. Ксения заверила, что где бы она ни была, она всегда помнит и любит свой вуз!

В Тюмени победительницу с нетерпением ждали, но только в конце декабря самая красивая девушка мира смогла посетить родной университет, разукрашенный в ее честь фотографиями и плакатами. Главный сюрприз ждал ее впереди: одноклассники Ксении и другие студенты

& Gas University. At the moment she is doing her last year and after graduation may work as maintenance engineer for instruments, automatic equipment and process control system or as an ACS design engineer. Only 5–10% of students receiving such specialization are girls.

According to deputy principal of the university Veronica Yefremova, Ksenia gets high grades on a regular basis. The student follows an individual curriculum. After victory at Miss Russia pageant, the university granted such an opportunity for a girl.

Her first words after crowning were: "I am very happy, I am very proud for myself and my country". Then she confessed to the journalists that she had come to Johannesburg for victory and that her chic, womanly, streaming violet dress, embroidered with crystals, in which she defiled in the final was made to fit the crown.

The O&G University means much for Ksenia. Here she met her true love on the second year. The lovers separated, as the girl says, by a stupid train of events, but are keeping amity. At the university the girl made her first steps towards recognition of her looks. The Tyumen State O&G University has a theater of fashion named "sh'Atelier", which trains beauties for the corresponding contests. Ksenia came here in 2005. Any girl having the corresponding standards of figure (Ksenia's parameters are 83–60–91 with the height of 178) may take part in castings. Specialists of the fashion theater teach the girls to beautifully walk along the podium, use the make-up, pose during photo sessions. The head of the theater Victor Garabazhy puts his credo in the following way: "We help beautiful girls to look nicer!" "sh'Atelier" holds a university contest "Miss O&G". It became the first step in a row of beautiful (both literally and figuratively) victories of Ksenia Sukhinova: "Miss Image", "Miss Tyumen", "Miss Russia", "Miss of the World"...

Она выросла в окружении нефтяных вышек и городской молвы о черном золоте.

She grew up, surrounded by oil rigs and people talking about "black gold".

As soon as the victory of Sukhinova was announced, her mobile phone started ringing off the hook with everybody calling and sending SMS messages to greet her. In half an hour a PR manager of the contest called from Johannesburg to the reception room of the principal Nikolai Karnaukhov and passed Ksenia's words of gratitude to teachers, students and all, who supported her. Ksenia assured that no matter, where she is staying, she remembers and loves her university!

Tyumen was looking forward to seeing Ksenia

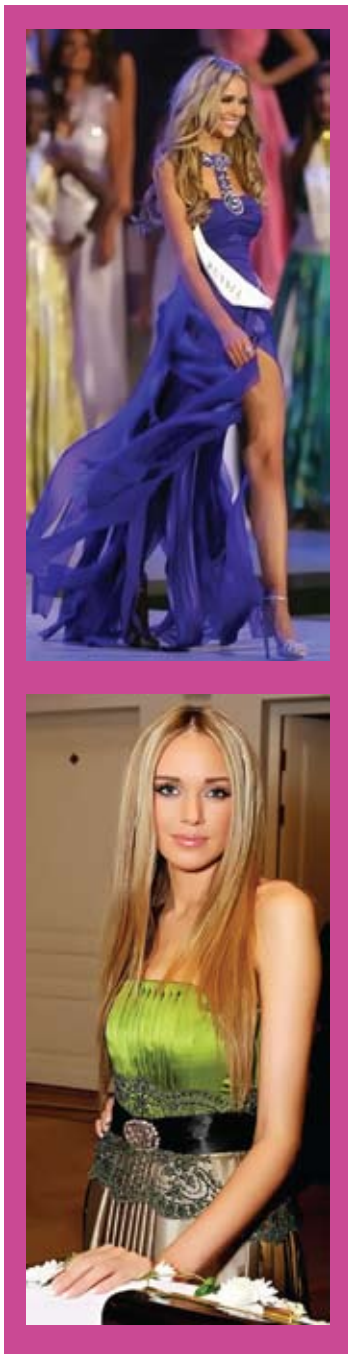
университета поздравляли девушку с победой, выстроившись на Цветном бульваре в большую надпись из людей. В акции приняло участие 150 человек. Ровно в 15 часов по местному времени на бульваре появились хорошо читаемые слова: «Мы – номер один».

Открывающий пресс-конференцию первый проректор по учебной работе Владимир Новоселов не преминул отметить, что победа студентки нефтегазового университета на столь престижном конкурсе красоты – явление совсем не случайное: «Любая случайность, как известно, хорошо спланированная закономерность. В нашем вузе есть прекрасные возможности для развития любого таланта. Сегодняшняя «Мисс Мира» ими воспользовалась и победила в конкурсах красоты регионального и российского масштаба. Совершенствуясь, она замахнулась и на недостижимую, казалось бы, вершину. И снова победила. При этом сказались личностные качества Ксении: ее упорство, целеустремленность, вкупе с сибирской закалкой наверняка способствовали победе».

«Спасибо родному нефтегазовому университету и, конечно же, театру моды «Ш'Ателье», – тут же отозвалась Ксения. – Я очень рада, что наконец-то приехала в Россию, в Тюмень. Очень благодарна всем, кто за меня искренне болел. В эти дни мне очень помогла ваша поддержка».

Лишенная даже толики снобизма, хрупкая и очаровательная красавица на пресс-конференции чувствовала себя уверенно. Необычно скромными на сей раз оказались... журналисты практически всех средств массовой информации региона. Минимум вопросов, максимум понимания: было понятно, что обрушившаяся слава не так легка, как кажется. Известная теперь всему миру студентка ТюмГНГУ или, как его ласково называют выпускники и студенты, «нефтегаза», с сожалением отметила, что времени катастрофически не хватает, что по условиям контракта ей нельзя разгуливать по улицам в джинсах и кроссовках, что приходится мириться с личным охранником, тем более, что корона охраняется персонально. Спокойно, как выяснилось, она относится и к шуткам на свой счет: «Пусть шутят, лишь бы было смешно и пристойно».

По условиям контракта победительнице мирового конкурса красоты в ближайшее время предстоит посетить около 30 стран и собрать как можно больше средств на благотворительные нужды. А в начале лета ей предстоит защитить диплом и стать инженером-нефтяником. ☉



again, but only in late December the most beautiful girl of the world managed to visit her native university, decorated with photos and posters in her honor. But the principal surprise waited her ahead: Ksenia's groupmates and other university students greeted the girl on the victory, having lined up on Tsvetnoi Boulevard in a big inscription made of people. 150 people took part in the action. Right at 15:00 LT well-readable words appeared on the Boulevard: "We are Number One".

While opening the press-conference senior deputy principal Vladimir Novoselov pointed out that the victory of the university student at such a prestigious contest is not accidental: "Any eventuality is a well-staged regularity. Our university provides good opportunities for development of any talent. Our Miss of the World used them and won in regional and national Russian beauty pageants. But she kept on progressing and hitched her wagon to star and won once again. I think that Ksenia's personal qualities played a big part here. Her persistence, sense of purpose and Siberian endurance most certainly contributed to the victory".

"Thanks to my dear university and fashion theater "sh'Atelier", - replied Ksenia immediately. I am very happy I have finally returned to Russia, to Siberia. I'm very grateful to all, who sincerely supported me. During those days your backing did helped me a lot".

A fragile and charming beauty, without a slightest touch of snobbery, felt confident at the press-conference, unlike journalists of practically all regional media. They tried to present minimum of question and maximum of understanding. It was clear that

unexpected glory may be not that easy. A student of TSOGU, which is now famous all over the planet, admitted that she is very straitened for time. Also, according to the terms of the contract, she can't walk in the street in jeans and jogging shoes and has to come to terms with the bodyguard and security for the crown. It turned out that she takes jokes about herself rather easy. "I accept jokes, when they are funny and clean".

According to the terms of the contract, the winner of the world beauty contest should visit about 30 countries in order to collect as much charity money as possible. And in early summer she will have to defend a diploma of the petroleum engineer. ☉

www.cttimes.org

ПРИМЕНЕНИЕ ДЛИННОМЕРНЫХ ТРУБ В КАЧЕСТВЕ БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩИХ КОЛОНН ТРУБ

THE USE OF COILED TUBING AS A VELOCITY STRING

Евгений СИМАНОВ, ОАО «Уралтрубмаш»
Evgeni SIMANOV, JSC "Uraltrubmash"

Производительность многих газовых скважин снижается вследствие скопления воды на дне, приводящего к замедлению потока газа по стволу скважины. Особо актуальна эта проблема для пластов, находящихся на поздней стадии разработки. Если не предпринимать действий для снижения содержания жидкости в скважине, она скапливается и ухудшает условия добычи газа. При этом производительность скважины может существенно сократиться, вплоть до полного прекращения добычи и глушения скважины. Это происходит из-за недостаточной способности газа транспортировать жидкость, скапливаемую в стволе скважины. Скопление жидкости приводит к появлению противодавления, которое препятствует притоку из пласта. Во избежание скопления жидкости на дне скважины вода и конденсат должны быть подняты на поверхность вместе с газом.

Наиболее экономичным методом восстановления производительности скважины является установка труб меньшего диаметра внутри эксплуатационной колонны. Уменьшение проходного сечения колонны газовой скважины позволяет увеличить скорость потока, что обеспечивает увеличение способности газа транспортировать жидкость вверх по стволу. Жидкость больше не скапливается на дне скважины, и производительность восстанавливается. При этом скорость газа должна быть не менее критической скорости, необходимой для предотвращения скопления жидкости на дне скважины. Установку колонны труб малого диаметра можно осуществлять без глушения скважины. Используемая для этих целей колонна труб малого диаметра называется быстродействующей колонной труб.

Быстродействующая колонна труб – это колонна труб малого диаметра, опускаемая внутри лифтовой колонны труб (эксплуатационной трубы) газовой скважины с целью решения проблем, связанных с поднятием жидкостей из ствола.

Установка быстродействующей колонны труб позволяет уменьшить поперечное сечение потока жидкости и увеличить его скорость, что дает возможность транспортировать жидкости из ствола скважины. Как правило, в качестве быстродействующих колонн используются длинномерные трубы в бунтах.

Безопасные работы без глушения скважин и быстрая мобилизация позволяют быстродействующим колоннам

Productivity of a number of gas wells is decreasing as a result of water accumulation at the bottomhole leading to slowing-down the gas flow inside the well. This is extremely urgent for mature oil fields. If the liquid level in well is not attenuated, liquid is accumulated and aggravates the conditions of gas production, upon that well productivity could be significantly reduced up to complete output stop and well killing. It happens because of gas undercapacity to transport liquid accumulated inside the wellbore. Liquid accumulation leads to backpressure which precludes influx from the pay zone. In order to avoid liquid accumulation at the bottomhole water and condensate must be lifted to surface together with the gas.

Наиболее экономичным методом восстановления производительности скважины является установка труб меньшего диаметра внутри эксплуатационной колонны.

The most efficient method for well recovery is installing smaller-diameter tubes in production string. Reducing the flow area of a gas well increases gas capacity to transport liquid up to wellhole. Liquid does not accumulate at the bottomhole and productivity restores. Upon that gas velocity should not exceed critical velocity needed for prevention of liquid accumulation at the bottomhole. Installing smaller-diameter strings can be done without killing a well. Used for this purpose string of smaller-diameter tubes are referred to as velocity string.

Velocity string is a string of smaller diameter tubes running inside production tubing in gas well aimed at solving problems on lifting liquid out of the well.

Installing velocity strings lets to reduce liquid flow section and to increase its velocity that allows transporting liquid out of the well. As a rule coiled tubing is used as a velocity string.

Safe operations without killing a well and quick mobilization let velocity strings of coiled tubing to ensure economically efficient liquid lifting out of the well.

из длинномерных труб обеспечить экономически эффективное решение подъема жидкостей из скважин.

Скопление жидкости на дне скважины может быть выявлено путем постоянного анализа производительности скважин. Наиболее точный метод определения скопления жидкости состоит в регулярном анализе скорости изменения давления потока и давления на забое.

Для подъема жидкости со дна скважины необходимо создать условия, при которых жидкость перемешивается с газом и поднимается вверх. При относительно низких скоростях потока газы присутствуют в воде в виде отдельных пузырьков, рассеянных в непрерывной жидкой среде. Газовые пузырьки в среднем движутся быстрее, чем жидкость. По мере увеличения скорости потока пузырьки начинают формировать пузыри большего размера. Они отделяются от жидкой фазы, которая может содержать отдельные маленькие газовые пузырьки. Дальнейшее увеличение скорости потока приводит к образованию перемешанной смеси жидкости и газа – промежуточного потока. С увеличением скорости газового потока усиливается турбулентность и образование капельно-газового тумана. Это характерно для быстро движущихся газов, транспортирующих капельки жидкости вверх.

Жидкости удаляются из ствола скважины посредством смешения границ раздела сред и вывода жидкостей в виде мелких капель. Это значит, что скорость газа должна быть достаточной для транспортировки заключенных в нем капелек жидкости вверх и достижения определенного баланса между силой гравитации и силой, необходимой для подъема капель жидкости:

$$\frac{1}{2} \cdot C_d \cdot \left(\frac{\pi \cdot d_k^2}{4} \right) \cdot \rho_g \cdot v_g^2 = \left(\frac{\pi \cdot d_k^3}{6} \right) \cdot g \cdot (\rho_l - \rho_g), \quad (1)$$

где C_d – коэффициент подъема жидкости;

d_k – диаметр капли, м;

ρ_l – плотность жидкости, кг/м³;

ρ_g – плотность газа, кг/м³;

v_g – скорость газа, м/с;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Из формулы (1) определим минимально допустимую величину скорости газа v_g (2):

$$v_g = \frac{2 \cdot \sqrt{3}}{3} \cdot \sqrt{\frac{d_k \cdot g \cdot (\rho_l - \rho_g)}{\rho_l \cdot C_d}}. \quad (2)$$

При использовании быстродействующих колонн труб следует определить оптимальный размер применяемой длинномерной трубы и ее глубину погружения, а также оценить производительность скважины после введения в эксплуатацию быстродействующей колонны труб:

$$q = C \cdot (p_r^2 - p_{wf}^2)^n, \quad (3)$$

где q – производительность скважины, м³/день;

p_r – среднее давление пласта, Па;

p_{wf} – давление потока, Па;

Liquid accumulation at the bottomhole can be detected by routine analysis of well productivity.

The most precise method for identifying liquid accumulation can be done by analyzing pressure variations in flow velocity and in bottomhole.

To get liquid lifted out of the well it is needed to create conditions when liquid mixes with gas and is

The most efficient method for well recovery is installing smaller-diameter tubes in production string.

raised up. Taking into account relatively low gas flow velocity gases are in water as separate bubbles defused in fluid medium. Gas bubbles at average moves faster than liquid. As far as the flow velocity grows the bubbles start form bigger bubbles. They are separating from liquid phase which could contain separate small gas bubbles. Further flow velocity grow leads to gas-liquid mixture – intermediate flow. As far as gas flow velocity grow turbulence and gas-droplet mixture are enhancing. It is typical for fast moving gas transporting droplets upward.

Liquid is removed from the well bore by the combination of interfacial shear and drag on the entrained droplets. That means that gas velocity must be sufficient to carry the entrained liquid droplets upward and is obtained determining a force balance between the gravity and drag forces on a droplet:

$$\frac{1}{2} \cdot C_d \cdot \left(\frac{\pi \cdot d_k^2}{4} \right) \cdot \rho_g \cdot v_g^2 = \left(\frac{\pi \cdot d_k^3}{6} \right) \cdot g \cdot (\rho_l - \rho_g), \quad (1)$$

where C_d – drag coefficient;

d_k – drop diameter, m;

ρ_l – liquid density, kg/m³;

ρ_g – gas density, kg/m³;

v_g – gas velocity, m/s;

g – acceleration due to gravity, m/s².

Use this formula (1) to determine the minimum allowable gas velocity v_g (2):

$$v_g = \frac{2 \cdot \sqrt{3}}{3} \cdot \sqrt{\frac{d_k \cdot g \cdot (\rho_l - \rho_g)}{\rho_l \cdot C_d}}. \quad (2)$$

With the use of the velocity string it is needed to determine the most effective coiled tubing size to install, optimum setting depth of coiled tubing and well production rate after the velocity string has been placed in operation:

$$q = C \cdot (p_r^2 - p_{wf}^2)^n, \quad (3)$$

where q – production rate, m³/day;

p_r – average reservoir pressure, Pa;

p_{wf} – well flowing pressure, Pa;

C – performance coefficient from well data;

n – exponent obtained from well tests.

The size and length of coiled tubing is dictated by

C – коэффициент, зависящий от работы скважины;
 n – степень, определяемая при испытании скважины.

Размер и длина длинномерной трубы выбираются исходя из того, какая лифтовая труба установлена в скважине.

При выборе длинномерной трубы следует учесть следующие факторы:

- максимальное допустимое усилие, внутреннее и внешнее давление;
- усилие в процессе спуска трубы в скважину;
- нагружение, связанное с геометрической конфигурацией скважины;
- химический состав металла трубы, обеспечивающий ее работоспособность в процессе всей эксплуатации.

Эксплуатация длинномерных труб в качестве быстродействующих колонн широко применяется за границей. Опыт наших зарубежных коллег показывает, что применение быстродействующих колонн труб является действенным способом повышения дебета газовых скважин, имеющих скопление жидкости на забое.

В настоящее время за рубежом выпускаются установки для развертывания на скважинах длинномерных труб, применяемых в качестве быстродействующих колонн.

При эксплуатации быстродействующих колонн труб необходимо осуществить одну операцию спуска трубы в скважину, а не многократные операции спуска-подъема, как при эксплуатации длинномерных труб для ремонта скважин, в связи с чем к этим трубам не предъявляются жесткие требования по стойкости к циклическому изгибу. Быстродействующие колонны труб должны иметь достаточные механические характеристики для однократного спуска в скважину и последующей эксплуатации.

На сегодняшний день в нашей стране выпускается достаточно много марок сталей, которые могут быть рекомендованы для изготовления быстродействующих колонн, что дает возможность выпуска труб с различными свойствами.

Использование отечественных марок сталей позволит исключить зависимость производства от применения импортных сталей. Кроме того, поставки отечественного полосового проката осуществляются существенно быстрее, чем зарубежного, что обеспечит выпуск быстродействующих колонн труб в краткие сроки. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Lea, J. F., Nickens, H. V. Solving Gas-Well Liquid-Loading Problems / J. F. Lea, H. V. Nickens. – SPE 72092 // Journal of Petroleum Technology, April, 2004.
2. Wesson, H. R., Jr. Coiled Tubing Velocity/Siphon String Design and Installation / H. R. Wesson // Coiled Tubing Operations & Slimhole Drilling Practices, Houston, 1993.
3. Brown, K. E. Production Optimization of Oil and Gas Wells by Nodal Systems Analysis / K. E. Brown. – PennWell Publishing Company, Tulsa, 1983.
4. Adams, L.S. Design and Installation of Deep Coiled Tubing Velocity Strings / L. S. Adams // Coiled Tubing Operations & Slimhole Drilling Practices, Houston, 1993.
5. Matanović, D., Gaurina-Medimurec, N., Simon, K. The Use of Coiled Tubing as a Velocity String / Davorin Matanović, Nediljka Gaurina-Medimurec, Katarina Simon // Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, Zagreb, 2004.
6. www.glossary.oilfield.slb.com.



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

installed production tubing.

The following design parameters of coiled tubing string should be considered:

- maximum load, interior and external pressure allowed;
- running load;
- load based on geometric well configuration;
- coiled tubing metal chemistry ensuring its performance while in service.

The use of coiled tubing as a velocity string is widely spread abroad. The experience of our colleagues abroad shows that the use of velocity strings is efficient way for rising debit of gas wells having liquid accumulation down the hole.

Currently the equipment for deployment of coiled tubing used as velocity string is produced abroad.

While performing velocity string it is needed to carry out coiled tubing intervention operation down a well one time instead of repeated RIH/POOH operations while using coiled tubing for workover. Thus, rigid requirements for bend tolerance to this coiled tubing are not specified. The velocity string must be specified as sufficient mechanical data for one-time running and further performance.

Currently many steel types are produced in the country, they can be recommended for producing velocity strings that allows production of various-characteristic coiled tubing.

Using of domestic steel types will allow eliminating dependence on imported steel. Besides that, supply of domestic strip steel-rolled stock is done much faster that ensures short-term coiled tubing production. ☉



URALTRUBMASH



Steel electric welded cold drawn tubes of high precision for electric submersible pumps and motors
Used for manufacturing of oil-producing equipment

OD, mm	86; 92; 96; 98,4; 101,6; 103; 112; 114; 115,85; 117
Wall thickness, mm	4,7-5,5-6-6,35-6,5-7-10
Overall length, mm	9000



Coiled tubing

Used with coiled tubing equipment for drilling, repair works and interventions in oil and gas wells. Coiled tubing is also used as pipelines for noncorrosive products

OD, mm	33,5; 38,1
Wall thickness, mm	3; 3,2
Overall length, m	4500



Steel electric welded precision tubes

Used for spooling of aluminum foil and polymer thin films

Technical characteristics of tubes fully respond the best imported samples

ID, mm	152,4; 76,2
Wall thickness, mm	3,0-3,5
Length, mm	3000-6000



Stainless steel tubes

Used for manufacturing of medical and other devices, for aircraft building

OD, mm	0,8-16
Wall thickness, mm	0,15-2
Overall length, mm	6000

Quality system

Quality management system is certificated against the requirements of the International Standard ISO 9001:2000 in Russian Register Certification System and also has Certificate of International Quality Network (IQNet)
All products of JSC Uraltrubmash comply with requirements of ISO 9001:2000

Production potential

In compliance with your order we can produce:

1. Steel electric welded cold drawn tubes of high precision for hydraulic cylinders
Technical characteristics of tubes meet the requirements of DIN 2329
Grade of finish Ra 0,2-0,4
2. Special stainless steel tubes. Quality of tubes is proved by special test set
3. Precision tubes at the customer's request
4. Special longitudinal electric welded carbon and alloy tubes

30, Novorossiyskaya Str., 454139, Chelyabinsk, Russia
Tel. (351)734-73-77 Fax (351)734-73-72
e-mail: utbm@utbm.ru
www.utbm.ru

УРАЛТРУБМАШ РАСШИРЯЕТ РЫНОК СБЫТА ГНКТ

ОАО «Уралтрубмаш» в качестве одной из стратегических целей на современном этапе ставит расширение рынка сбыта длинномерных труб, прежде всего, усиление влияния на российском рынке и поставку труб за рубеж.

Чтобы решить эту задачу, предприятие стремится улучшить качество заготовки (стального полосового проката), а также вводит в эксплуатацию оборудование, обеспечивающее возможность увеличения объемов производства при гарантии высокого качества производимых труб.

Специалистами ОАО «Уралтрубмаш» проведено планирование необходимых мероприятий, которые позволят обеспечить выпуск труб марок СТ60, СТ70, СТ80 и СТ90, являющихся аналогом длинномерных труб, производимых в США. Для доведения качества до мировых стандартов привлечена команда опытных американских экспертов.

В рамках модернизации производства планируется целый комплекс мероприятий.

Так, для улучшения свойств труб проводится внедрение марки стали ASTM A606 тип 4 взамен стали марки S420MC. Качественная сталь A606 тип 4 применяется для особо ответственных изделий и может быть рекомендована для эксплуатации при низких температурах в условиях Сибири и Крайнего Севера. Марка отличается пониженным содержанием серы и фосфора, имеет более высокую пластичность и вязкость, чем сталь обыкновенного качества с таким же содержанием углерода, содержание кремния повышает сопротивление разрыву и упругие свойства. Введение в состав марганца заметно повышает предел текучести стали и износостойкость труб. Применяемые для легирования алюминий, ванадий и молибден способствуют измельчению зерна, одновременно увеличивая прочность и вязкость, что снижает порог хладноломкости, ванадий улучшает свариваемость, препятствует росту зерна в сварном шве. Дополнительно при модификации металла в состав введены никель и медь для повышения прочности, сопротивления развитию трещин и стойкости против воздушной коррозии.

Первый бунт из стали марки A606 тип 4 уже успешно проходит поднадзорную эксплуатацию.

ОАО «Уралтрубмаш» заключило контракт с крупнейшим мировым производителем ARCELOR MITTAL на поставку модифицированной стали ASTM A606 тип 4. Использование стали этой марки, по мнению специалистов предприятия и потребителей ГНКТ, с которыми проводились переговоры и консультации, позволит выпускать длинномерные трубы мирового уровня. Основные усилия будут сосредоточены на производстве труб класса СТ80, наиболее востребованных нефтегазодобывающими и сервисными компаниями, работающими в России.

Необходимый комплекс свойств обычно обеспечивается не только легированием, но и термической обработкой, позволяющей получать наиболее оптимальную структуру металла для конкретного изделия.

Уже запущена в эксплуатацию сварочная головка всемирно известной английской фирмы-производителя сварочного оборудования INWT THERMATOOL, обеспечивающая идеальную геометрию продольного сварного соединения и безупречно стабильное качество сварки. Запуск сварочного оборудования позволил существенно повысить производительность, так как головка быстро выходит в рабочий режим сварки. Имеется возможность непрерывной записи параметров сварки на электронный носитель.

Введена в эксплуатацию установка локальной термообработки сварного продольного соединения, также изготовленная фирмой INWT THERMATOOL, позволяющая произвести оптимальную термообработку сварного шва, что обеспечивает максимальное выравнивание свойств по сечению трубы. Установка оборудована микропроцессором, обеспечивающим непрерывный контроль и поддержание заданной температуры термообработки сварного шва. Имеется возможность непрерывной записи режимов термообработки.

Ввод в эксплуатацию сварочной головки и установки локальной термообработки сварного шва, а также обучение персонала проведены с привлечением английских специалистов.

В дальнейшем планируется приобретение контрольного оборудования, которое позволит расширить номенклатуру изготавливаемых труб и увеличить скорость контроля. В частности, будет закуплено новое оборудование для контроля стальной полосы, контроля сплошности «косых» сварных швов, контроля сплошности продольного сварного шва труб, контроля качества наружной поверхности труб и непрерывного автоматизированного замера геометрических размеров наружной поверхности труб.

Одновременно будет введена в эксплуатацию линия укрупнения, включающая в себя двухпозиционный разматыватель рулонов стальной полосы, аккумулятор с горизонтальной осью для накопления и хранения полосы, индуктор для термообработки «косых» стыков, обеспечивающий нагрев при строго заданной температуре, а также оборудование для автоматизированной аргоно-дуговой сварки в среде защитного газа.

Расширить номенклатуру сматываемых труб и увеличить производительность позволит запланированная в рамках проводимой модернизации покупка установки для смотки труб с горизонтальной осью.

Совместно с ООО «ВНИИГАЗ» разработаны новые технические условия, учитывающие особенности производства труб из стали марки A606 тип 4. Технические условия проходят согласование с постоянно действующей комиссией ОАО «Газпром» по приемке новых видов трубной продукции.

В результате проведения модернизации планируется освоить выпуск труб диаметром от 25,4 до 60,3 мм, соответствующих стандартам API 5ST и API 5LCP. Объем выпуска труб по окончании модернизации должен составить более 500 тонн в год.



УРАЛТРУБМАШ



Прецизионные заготовки для цилиндров погружных электроцентробежных насосов (ПЭН) и электродвигателей (ПЭД)

Применяются для производства нефтедобывающего оборудования

Наружный диаметр, мм 86; 92; 96; 98,4; 101,6; 103; 112; 114; 115,85; 117

Толщина стенки, мм 4,7-5,5-6-6,35-6,5-7-10

Длина, мм до 9000



Длинномерные трубы в бунтах

Применяются с использованием колтюбинговых агрегатов для бурения, освоения и ремонтных работ на нефтяных и газовых скважинах, а также для прокладки трубопроводов, транспортирующих некоррозионноактивные продукты

Наружный диаметр, мм 33,5; 38,1

Толщина стенки, мм 3; 3,2

Максимальная длина, м 4500



Электросварная прецизионная труба – шпуля

Используется для намотки алюминиевой фольги, тонких полимерных и фольгированных пленок.

Характеристики трубы-шпули полностью соответствуют лучшим импортным аналогам

Внутренний диаметр, мм 152,4; 76,2

Стенка, мм 3,0-3,5

Длина, мм 3000-6000



Трубы из стали 12X18H10T ГОСТ 9941-81, ГОСТ 14162-79

Используются для производства медицинской техники, приборов различного назначения, в авиастроении

Наружный диаметр, мм 0,8-16

Стенка, мм 0,15-2

Максимальная длина, мм 6000

СИСТЕМА КАЧЕСТВА

Система менеджмента качества сертифицирована на соответствие требованиям ИСО 9001:2000 в международной системе IQNet и в системе Российского регистра. Сертификация распространяется на все виды продукции ОАО «Уралтрубмаш»

ВОЗМОЖНОСТИ

По Вашему заказу предприятие изготовит:

1. Прецизионные трубы для гидроцилиндров
2. Нержавеющие трубы со специальными свойствами и полным комплексом отраслевых испытаний
3. Прецизионные трубы по требованиям заказчика
4. Электросварные прямошовные трубы из углеродистых и легированных сталей со специальными свойствами

CT MARKETING DEVELOPMENT BY URALTRUBMASH

One of the strategic objectives set by Uralmash today is expansion to CT trade market, first of all holding stronger positions in Russia and exports abroad.

In order to meet this objective the company tries to improve the quality of work material (steel strip bar), launches equipment increasing the production volume and improving the quality of tubes.

Specialists of Uraltrubmash plan the manufacturing of CT60, CT70, CT80 and CT90 tube grades, similar to the grades of CT produced in the USA. A team of experienced American experts was invited to bring the quality up to the world's standards.

A number of modernization events are planned as well.

Thus, S420MC steel grade was replaced by ASTM A606 grade in order to improve the quality of tubes. Quality steel A 606 Type 4 is used for production of the most important products to work under low temperatures typical of the conditions of Siberia and the Far North. The steel has low contents of sulphur and phosphorus, has higher plasticity and viscosity than usual steel with the same content of carbon. The content of silicon enhances tear resistance and elastic behavior. Allotment of manganese significantly enhances steel stress yield and fatigue life. Aluminum, vanadium and molybdenum applied for alloying, allow forming fine grain structure and increasing the durability and viscosity, which mean lower transition temperature. Vanadium also improves weldability and prevents grain growth in weld. Nickel and cuprum are added in the modified steel in order to enhance its durability, fracture toughness and endurance against aeration corrosion.

First coil of modified steel A606 type 4 successfully undergoes regulated exploitation.

Uraltrubmash signed a contract with the world's leading producer ARCELOR MITTAL on supplying the modified steel ASTM A606 type 4. Company's specialists and CT consumers, which were consulted during the development, believe that the use of this steel grade will allow producing the CT of world level. The main efforts will be concentrated on the production of CT80 tubes that are in high demand among O&G producers and service companies operating in Russia.

The necessary range of properties is provided not only by alloying, but also by thermal treatment, enabling optimal structure of metal for specific products.

We also launched into exploitation the welding head of the famous English producer of welding equipment IHWT THERMATOOL. It provides for ideal geometry of the weld and irreproachably stable quality of welding. The implementation of this welding equipment helped to substantially increase the output, as the head adjusts to the working welding mode very fast. There is also a possibility of the continuous recording of welding parameters on the electronic media.

We also launched a unit of local thermal treatment of weld produced by IHWT THERMATOOL. It enables to choose optimal parameters of thermal treatment to provide the maximal uniformity of properties along the tube section. The unit is equipped with microprocessor, providing for continuous control and maintaining the predetermined temperature of weld treatment. There is also an option of continuous record of thermal treatment parameters.

The launch of a welding head and a unit of local thermal treatment of weld were assisted by English specialists, who also trained the personnel.

In the future we plan to acquire control the control equipment for expanding the range of the produced tubes and accelerate the control. For instance, new equipment will be purchased to control the steel strip, the continuousness of bias and longitudinal welds, monitor the state of the outer side of the tubes and control the continuous automatic measuring of the geometrical dimensions of the outer side of the tubes.

We are also going to launch the enlargement line including a duplicate steel strip recoiler, accumulator with horizontal axis for accumulation and storing the strip, inductor for thermal treatment of bias joints, providing for heating under the fixed temperature and equipment for automatic argon-arc welding.

The unit for reeling tubes with horizontal axis, planned for installing in frames of production modernization, will help to expand the variety of reeled tubes and increase the production output.

In partnership with VNIIGAZ we designed new technical conditions, which take into account the specific of tube production of steel A606 type 4. These technical conditions are being analyzed by Gazprom's commission on new tubular products.

As a result of modernization, we plan to start the production of tubes with the diameter of 25.4 – 60.3 mm, corresponding to the standards API 5ST and API 5LCP. After modernization the production output should reach 500 tons a year.

Усталость колонны гибких труб

CT String Fatigue Life

Кен НЬЮМАН, NOV CTES
Ken NEWMAN, NOV CTES

Основным ограничением срока службы гибких труб является их усталость. В 2005 году в журнале «Время колтюбинга» была опубликована серия из трех статей, детально освещающих проблему усталости. Данная статья обобщает наиболее важные концепции, связанные с усталостным разрушением и способами борьбы с ним.

УСТАЛОСТЬ ГИБКИХ ТРУБ

Уже в самом начале своей эксплуатации гибкие трубы подвергаются пластической деформации, поскольку наматываются на барабан. Более того, во время каждой спуско-подъемной операции труба подвергается пластической деформации (изгибу) 6 раз:

- 1) во время спуска при размотке трубы с барабана;
- 2) во время спуска при изгибе и прохождении через направляющий вал;
- 3) во время спуска при выпрямлении в инжекторе;
- 4) во время подъема при прохождении через направляющую;
- 5) во время подъема при выпрямлении после прохождения направляющей;
- 6) во время подъема при намотке на барабан.

Как показано на рисунке 1, во время спуско-подъемных операций при проходе через направляющую имеют место 2/3 изгибов гибкой трубы. Это не означает, что 2/3 усталостного разрушения происходит за счет направляющей, поскольку барабан имеет меньший радиус изгиба, чем направляющий вал. Необходимо отметить, что все усталостные нагрузки создаются на наземном оборудовании, а в самой скважине труба не испытывает усталостных напряжений.

Степень пластической деформации при каждом изгибе зависит от радиуса изгиба, размеров трубы и прочности материала. Итак, радиус направляющего вала и диаметр барабана оказывают большое влияние на износ. Внутреннее давление

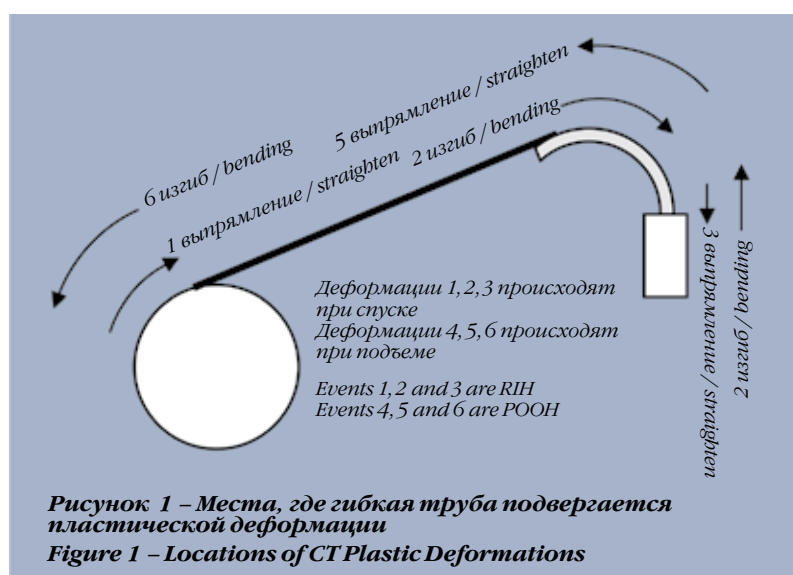
Fatigue is the major limitation to the life of coiled tubing. In 2005 the CT Times published a 3 part series of articles which discussed the fatigue life in detail. This article summarizes the most important concepts of fatigue life and how to manage it.

CT FATIGUE

CT begins its life plastically deformed, because it is wound on a reel. Moreover, each round trip into the well and back plastically deforms (bends) the tubing six times. These bending events are:

- 1) RIH – unwind and straighten from the reel;
- 2) RIH – bend across the guide arch;
- 3) RIH – straighten in the injector;
- 4) POOH – bend onto the guide arch;
- 5) POOH – straighten from the guide arch;
- 6) POOH – wind back onto the reel.

As Figure 1 shows, two-thirds of the bending cycles a CT segment experiences during a round trip are due to the guide arch. This does not mean that two-thirds of the fatigue damage occurs at the guide



во время пластической деформации усиливает усталостное разрушение. Для оценки общего усталостного разрушения данного участка гибкой трубы необходимо знать количество проходов через изгиб и степень пластической деформации, а также давление для каждого цикла. Круговая диаграмма на рисунке 2 отображает рабочий цикл участка гибкой трубы и его устойчивость к деформации. Весь круг представляет собой рабочий цикл при определенном наборе условий.

Сегменты разного размера изображают деформирующие воздействия различной степени на участок гибкой трубы при последовательных спуско-подъемных операциях. Участки большего размера соответствуют операциям с большим изгибом, давлением, пластической деформацией или комбинацией этих факторов. Итоговое усталостное разрушение, накопленное на данном участке гибкой трубы, представляет собой сумму повреждений за время операций 1–14. Остальная часть круга изображает остаточный ресурс или устойчивость к усталостному разрушению. Таким образом, оценить оставшийся рабочий ресурс участка гибкой трубы невозможно без полных и точных данных о накопленном усталостном разрушении. Число спуско-подъемных операций, соответствующих остаточному ресурсу, зависит от условий проведения каждой операции.

МОДЕЛИРОВАНИЕ УСТАЛОСТИ ГИБКИХ ТРУБ

Компания NOV CTES использует модель усталости, предложенную профессором Стивом Типтоном из Университета Талса. Первая модель была создана Типтоном еще в 1990 году, и с тех пор он продолжает совершенствовать ее совместно с NOV CTES. В модели используются результаты тысяч контрольных измерений, а также данные по новейшим материалам для производства гибких труб, разработанным в

arch, because the reel typically has a smaller bending radius than the guide arch. *Note that all of the fatigue damage occurs in the surface equipment; none occurs in the well.*

The magnitude of plastic deformation with each bending cycle depends on the bending radius, CT dimensions, and material yield strength. Thus, the radius of the guide arch and the diameter of the reel have a profound effect on CT fatigue life. Internal pressure during plastic deformation amplifies the fatigue damage. In order to estimate the accumulated fatigue damage for a segment of CT, one must know the number of bending cycles and magnitude of plastic deformation and pressure at each cycle. Figure 2 depicts the working life of a CT segment, its ability to resist failure, as a pie. The whole pie is the working life for a given set of conditions.

The different size wedges indicate the variability of fatigue damage accumulated in a CT segment during successive CT operations. The larger “slices” of damage correspond to more bending cycles, higher pressure, higher plastic stress, or some combination of these factors. The total fatigue damage accumulated in the CT segment is the sum of the damage for operations 1–14. The balance of the pie is the remaining working life or resistance to failure. Therefore, estimating the remaining working life for a CT segment is impossible without a complete and accurate history of the accumulated fatigue damage. The number of trips corresponding to the remaining life depends on the operating conditions for each trip.

CT FATIGUE MODELING

NOV CTES uses a fatigue model developed by Professor Steve Tipton at the University of Tulsa. Steve developed the initial fatigue model in 1990, and has continued working with NOV CTES to improve it through the years. It incorporates thousands of test data points as well as new CT materials that have been developed in recent years. NOV CTES uses this model in the Cerberus™ Reel-Trak™ fatigue tracking software that it markets to the majority of the CT service suppliers. The objective of the fatigue model is to predict the remaining working life for a segment of CT:

- at any location in a string of varying properties;
- after a complex sequence of bending events;
- subjected to changing pressure conditions.

Numerous factors affect the ability of the model to accomplish this objective, including the:

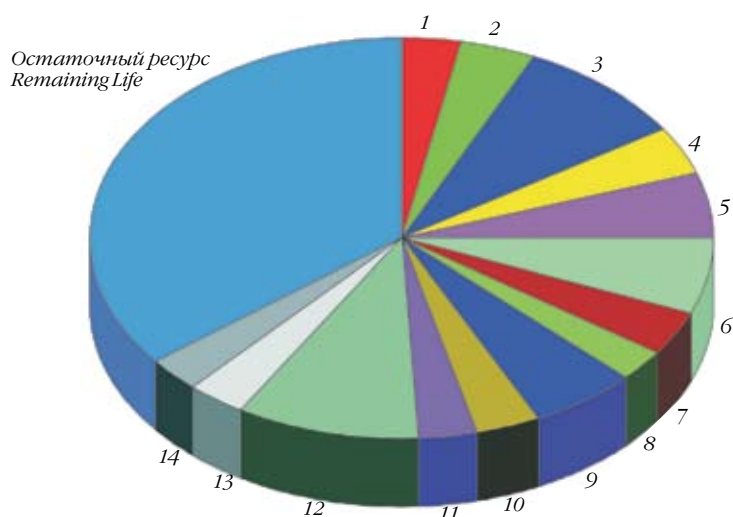


Рисунок 2 – Накопление усталости на одном участке гибкой трубы при многочисленных скважинных операциях
Figure 2 – Accumulation of Fatigue in one Segment of the CT with Multiple CT Operations

последнее время. Эта модель была положена компанией NOV CTES в основу ПО Cerberus™ Reel-Trak™, позволяющего контролировать процесс усталостного разрушения. Это ПО пользуется большой популярностью среди поставщиков сервисных услуг, использующих колтюбинговые технологии. Целью такой модели является предсказание остаточного ресурса данного участка гибкой трубы:

- в любом месте колонны с переменными характеристиками;
- в результате ряда деформирующих воздействий;
- с учетом изменений в давлении.

На достоверность результатов, получаемых с помощью предложенной модели, влияют несколько факторов:

- точность исходных данных;
- полнота и детальность истории функционирования данной колонны гибких труб;
- метод расчета, выбранный для применения модели усталости к конкретной колонне.

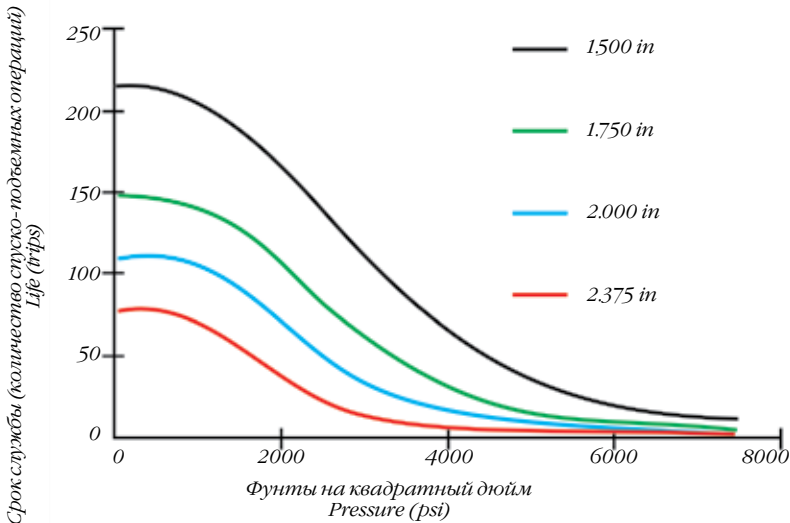
В качестве исходных данных модель использует:

- первоначально накопленную усталость;
- места имеющихся повреждений (вмятины, коррозия, царапины и т.д.);
- диаметр гибкой трубы;
- толщину стенок гибкой трубы;
- места сварки (угловой и стыковой);
- радиус изгиба для каждой деформации изгиба;
- давление внутри трубы при каждом изгибе;
- свойства материала гибкой трубы;
- число случаев изгиба.

На рисунке 3 отображена модель усталости профессора Типтона, показывающая зависимость усталости от диаметра трубы и количества спуско-подъемных операций. В течение каждой такой операции происходит 3 изгиба при подъеме и 3 при спуске.

КОНТРОЛЬ УСТАЛОСТИ

Инновационное ПО моделирования усталости, такое как предлагаемое фирмой NOV CTES Cerberus™, разделяет трубу на сегменты (длиной около 3 м) и применяет модель усталости к каждому участку для того, чтобы определить распределение усталостных напряжений по всей длине колонны. Исходя из геометрических параметров наземного оборудования, местоположения данного участка гибкой трубы, текущей глубины спуска гибкой трубы, ПО отслеживает местоположение каждого участка относительно точек изгиба. Программное обеспечение активирует модель усталости в те моменты, когда сегмент находится между барабаном и превентором, и добавляет накапливаемые данным участком напряжения к полученным им ранее. На рисунке 4 представлен чертеж наземного оборудования и схематически показано действие модели износа.



Диаметр гибкой трубы: (варьируется) CT Diameter: (varies)	Диаметр барабана Reel diameter: 84 in	Материал Material: QT-800
Стенка гибкой трубы: CT Wall: 0.109 in	Радиус дуги Arch radius: 72 in	Критерий модели: появление трещин Model criterion: Crack Initiation

Рисунок 3 – Зависимость усталости гибких труб среднего размера от диаметра трубы

Figure 3 – Effect of OD on CT Fatigue Life for Medium Size Tubing

Примечание. Данная модель не учитывает фактор безопасности и представляет собой исключительно качественный анализ.

Note. This graph does not include any safety factor and is meant for qualitative use only.

- accuracy of the input data;
- completeness of the operational history for the CT string;
- accounting (tracking) method used to apply the fatigue model to a CT string. The input to these models includes:
- initial accumulated fatigue damage;
- locations of physical damage (dents, corrosion, scrapes, etc.);
- CT diameter;
- CT wall thickness;
- locations of welds (bias and butt);
- bending radius for each bending event;
- pressure inside the CT at each bending event;
- CT material properties;
- number of bending events.

Figure 3 is an example produced from Professor Tipton’s fatigue model showing the effect of CT diameter on CT fatigue life in terms of trips to failure. A trip means the three bending events for RIH plus the three bending events for POOH.

FATIGUE TRACKING

Advanced fatigue modeling software like Cerberus™ from NOV CTES divides a CT string into manageable segments (about 3 m long) and applies the fatigue model



NOV CTES® помогает снизить затраты на замену гибких труб и издержки, связанные с авариями при использовании ГНКТ в полевых условиях, за счёт применения ПО, отслеживающего усталостные нагрузки на колонну, систем сбора данных и специализированных датчиков, ПО для моделирования внутрискважинных работ. NOV CTES также предоставляет высокотехнологичные продукты и оказывает консалтинговые услуги, призванные помочь специалистам нефтегазовой отрасли достичь поставленных перед ними задач в кратчайшие сроки и при минимальных затратах.

ПО Cerberus™ компании NOV CTES является мировым лидером среди коммерческих пакетов для индустрии колтюбинга. С учётом растущих технических требований, на сегодняшний день Cerberus является оптимальным ПО для моделирования внутрискважинных работ с использованием гибких труб, канатно-кабельных технологий и составных колонн.

В списке справа приведены основные характеристики пакета Cerberus. За дальнейшей информацией обращайтесь на сайт компании или в группу по развитию бизнеса NOV CTES.

Моделирующее ПО Cerberus

- Cerberus для внутрискважинных работ
- Cerberus для канатно-кабельных приложений
- Cerberus для ГНКТ
- Cerberus для составных колонн
- Cerberus для расчёта усталости каната
- Cerberus для анализа методом конечных элементов и моделирования спуско-подъёма труб под давлением

Инструменты и оборудование

- Система сбора данных Orion™
- Измерительное устройство Zeta™
- Система измерения глубины DMS™
- Прибор для измерения диаметра и овальности гибких труб CT-DOG™
- Инжектор для кабеля
- Система калибровки индикатора веса WICS™

Для получения бесплатного 30-дневного доступа к демо-версии программного обеспечения обращайтесь к сотрудникам отдела развития бизнеса компании NOV CTES

9870 Pozos Lane
Conroe, Texas 77303 USA
Телефон: +1 936 521 2200
www.nov.com/ctes
CTESsales@nov.com

© 2009 National Oilwell Varco
001961-MKT-001 Rev. 02

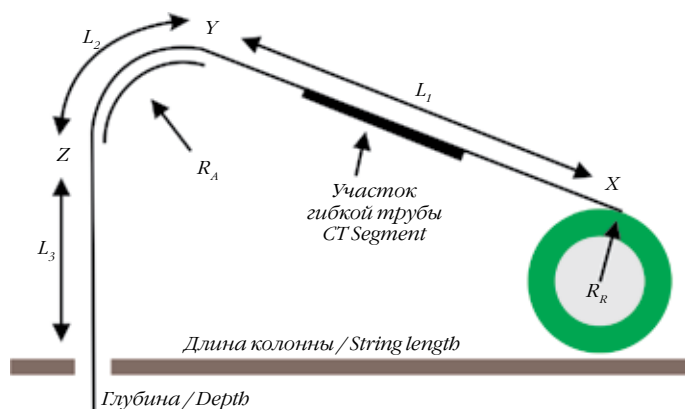


Рисунок 4 – Схема процесса контролирования износа
Figure 4 – Segment Tracking Schematic

ПО отслеживает каждый сегмент ГНКТ при его движении от барабана к инжектору и обратно. Большинство программ контроля усталости требуют ручного ввода данных. Но самые последние программы, такие как Reel-Trak™, работают в режиме онлайн и с помощью системы сбора данных типа Orion™ предоставляют информацию о накопленных в ГНКТ усталостных напряжениях в режиме реального времени.

СБОР ДАННЫХ

Как уже упоминалось ранее, для получения в результате моделирования достоверных результатов необходимы точные исходные данные. Данные о

to each segment in order to determine the distribution of fatigue along the string. Based on the geometry of the surface equipment, the location of the segment in the CT string, and the current CT depth, the model tracks the position of each segment relative to the bending locations. The software activates the fatigue model whenever the segment is between the reel and the stripper and increments the fatigue damage to the segment. Figure 4 is a schematic of a fatigue model in operation. The figure indicates the information describing the geometry of the surface equipment.

The software follows each CT segment from the reel through the injector and back again. Most fatigue modeling software operates off-line with data input manually. Advanced fatigue monitoring software like Reel-Trak™ can operate on-line with a data acquisition system like Orion™ to provide real-time information about accumulated fatigue in a CT string.

DATA ACQUISITION

As was mentioned above, accurate input data is required for fatigue modeling to be accurate. During a CT operation the depth and pumping pressure must be recorded by a data acquisition system. This recorded data is

глубине и давлении нагнетания во время колтюбинговой операции поступают через систему сбора информации. Затем эти данные обрабатываются компьютерной программой, которая подсчитывает процент усталостного ресурса колонны, использованного за данную СПО.

NOV CTES создала систему сбора данных Orion, которая используется в программном обеспечении Reel-Trak™ для расчета усталости по всей длине колонны. В настоящее время в мире функционирует около 400 подобных систем.

ЭКОНОМИЯ ЗАТРАТ

Система контроля износа гибких труб, включающая в себя систему сбора данных и моделирующее усталостные напряжения ПО, позволяет экономить значительные средства по двум причинам:

1. Зачастую эта система позволяет продлить срок службы ГНКТ по сравнению с традиционным счетчиком общей проходки колонны.
2. Она делает возможным принятие своевременных мер по продлению срока службы колонны, например, удалению ее участка или переворота трубы, когда ее низ становится верхом. ☉

Читайте также на сайте www.cttimes.org:

1. Кен Ньюман. Как увеличить долговечность колтюбинга? // Время колтюбинга. – 2005. – №12.
2. Кен Ньюман. Экономия средств благодаря модели развития усталости и отслеживанию // Время колтюбинга. – 2005. – №11.
3. Кен Ньюман. Рабочий ресурс непрерывной трубы (колтюбинга) // Время колтюбинга. – 2004. – №10.

then used by the fatigue model to calculate the percentage of the fatigue life used in the string.

NOV CTES has developed the Orion data acquisition system that work with the Reel-Trak™ modeling software to calculate the fatigue along a string. About 400 of these systems are now working around the world.

COST SAVINGS

A CT fatigue tracking system, including the data acquisition system and modeling software, saves significant amounts of money for 2 reasons:

1. Often this system allows the CT to be used longer than it would have been used previously using the total meters run method.
2. Intelligent decisions can be made about how to improve the fatigue life such as when to remove a portion of the string or when to turn the string around so the bottom becomes the top. ☉

Read also at the internet site www.cttimes.org:

1. Ken Newman. How Can CT Fatigue Be Reduced? // Coiled Tubing Times. – 2005. – №12.
2. Ken Newman. Saving Money by Fatigue Modeling and Tracking // Coiled Tubing Times. – 2005. – №11.
3. Ken Newman. CT Working Life // Coiled Tubing Times. – 2004. – №10.



NOV CTES

NOV CTES® provides real solutions for today's coiled tubing (CT) job-design, data acquisition, and well intervention challenges.

NOV CTES helps field operations reduce CT replacement costs and field failures using fatigue-tracking and monitoring software, data acquisition systems/specialized sensors, and well intervention modeling software. NOV CTES also provides engineered products and consulting services to help oilfield professionals achieve their goals in a timely and cost-effective manner.

NOV CTES's Cerberus™ software is the world's leading commercial CT software suite. Cerberus is the optimum modeling software to meet today's increasing technical demands for coiled tubing, wireline, and jointed-pipe well interventions.

The list at right provides a quick look at the Cerberus software suite. For more information, go to the NOV CTES website or contact the NOV CTES Business Development group.

CERBERUS MODELING SOFTWARE

- Cerberus for Well Intervention
- Cerberus for Wireline
- Cerberus for Coiled Tubing
- Cerberus for Jointed Pipe
- Cerberus for Slickline Fatigue
- Cerberus for FEA Snubbing and Modeling

INSTRUMENTATION AND HARDWARE

- Data Acquisition System (Orion™)
- Zeta™ Gauge
- Depth Measurement System (DMS™)
- Diameter Ovality Gauge (CT-DOG™)
- Cable Injector
- Weight Indicator Calibration System (WICS™)

Contact NOV CTES's Business Development Group to receive free 30-day access to our demo software!

9870 Pozos Lane
 Conroe, Texas 77303 USA
 Phone: +1 936 521 2200
www.nov.com/ctes
CTESsales@nov.com

© 2009 National Oilwell Varco
 D392001960-MKT-001 Rev. 02

гибкая труба: вопросы специалисту

Мы открываем новую рубрику «Вопросы специалисту». Идея создания этой рубрики возникла в процессе проведения 9-й Международной конференции по коiled tubing технологиям и внутрискважинным работам. Практически все выступления специалистов сопровождались дискуссиями, подчас очень жаркими. Многие вопросы, звучавшие во время этих обсуждений, носят универсальный характер и будут интересны всем, кто на практике осуществляет внутрискважинные работы. Мы законспектировали эти вопросы и предложили ответить на них компетентным людям. Их рассуждения вы сможете прочесть в новой рубрике.

В этом номере мы публикуем ответы на три вопроса из числа заданных Кену Ньюману, одному из наиболее авторитетных в мире специалистов в области коiled tubing, старшему председателю Ассоциации специалистов по коiled tubing и внутрискважинным работам ICoTA. Восьмичасовой обучающий семинар, автором которого является Кен Ньюман, предварял заседания секций Конференции. Основными темами семинара являлись технологии ремонта и заканчивания скважин с использованием ГНКТ, коiled tubing оборудование и инструмент, а также перспективы применения коiled tubing бурения и др.

Вы, дорогие читатели, также имеете возможность задать вопросы по всему спектру тем, касающихся коiled tubing технологий и внутрискважинных работ. Присылайте вопросы к нам в редакцию, а мы переадресуем их тем специалистам, которые смогут на них наиболее полно ответить.

We open new feature "Question to a Specialist". The idea of the feature was conceived during the 9th International Conference on Coiled Tubing and Well Intervention. Practically, all reports were arising hot controversy. Many questions asked at the conference would be of a great interest to everybody related to well service operations. We took notes of those questions and proposed them to competent people. You can find their ideas in our new feature.

Our first guest is Ken Newman, one of the most reputed specialists in coiled tubing, senior Co-chair of Intervention and Coiled Tubing Association. An 8-hour-long seminar, based on presentation by Newman, preceded the conference. The principal themes of the seminar were well workover and completion technologies with the use of coiled tubing string, CT equipment and instruments, avenues of CT drilling, etc. Dear readers, you also have a chance to ask a question on any problem related to coiled tubing technology and well service. Send your questions to the editorial board so that we could pose your question to a specialist that could give you an extended answer.

На вопросы наших читателей отвечает старший сопредседатель ICoTA Кен Ньюман

ICoTa Senior Co-Chair
Ken Newman is answering
our readers' questions



Кен Ньюман – основатель и технический директор компании NOV CTES – ведущего производителя моделирующих систем, систем сбора данных и специализированных датчиков для компаний, осуществляющих внутрискважинные работы. Кен Ньюман является создателем тракторной системы для внутрискважинных работ SmartTract, которая на данный момент предлагается на рынке компанией Expro. Он автор многих научно-технических работ, статей и патентов. Кен Ньюман окончил Массачусетский технологический институт со степенью магистра технических наук, имеет диплом профессионального инженера штата Техас.

Ken Newman is the founder and Technical Director of NOV CTES. CTES is a leading provider of modeling software, data acquisition systems and specialized sensors for the well intervention industry. Ken is the inventor of the SmartTract downhole tractor system, now marketed by Expro. Ken has authored many technical papers, magazine articles, and patents. He holds a masters degree in Mechanical Engineering from MIT and is a Registered Professional Engineer in the State of Texas.

Согласно каким критериям колонны гибких труб должны выводиться из эксплуатации (например, достижение определенной овальности, уменьшение наружного диаметра и т.п.)?

Колонны гибких труб выводятся из эксплуатации по одной из трех причин:

- а) закончился усталостный ресурс работы трубы. Нарботка до усталостного разрушения должна отслеживаться с помощью системы сбора данных и моделирования усталостных нагрузок с помощью соответствующего программного обеспечения, например Cerberus. Эта система показывает процент наработки до усталостного разрушения по всей длине трубы;
- б) большая степень коррозии (ржавчина, кислотная коррозия, коррозия под воздействием углекислого газа или соляной кислоты);
- в) механическое повреждение (слишком сильное растяжение, внешний удар или недопустимое давление при прогибе).

Овальность может приниматься во внимание лишь при работе в скважинах с высоким давлением, но и тогда она редко является главной причиной вывода трубы из эксплуатации. Сжатие (уменьшение поперечного сечения) образуется при механическом повреждении (как правило, растяжении) и таким образом подпадает под пункт «в». Вздутие может произойти только при закачке под большим давлением или при сильном прогибе, что также указано в пункте «в».

Как правильно выбрать колонну для работы на глубоких скважинах (свыше 6000 м) и с высоким давлением? Насколько операции на таких скважинах распространены в мире?

Работы под большим давлением на глубине более 6000 м осуществляются на юге Техаса и в южной Мексике. При выполнении таких работ необходимо очень тщательно подходить к конструированию ГНКТ с переменной толщиной стенки. При этом учитываются многие факторы, такие как возможность разрыва и смятия при высоких осевых нагрузках, усталостная стойкость, требуемая сила для выполнения работы, качество и прочность материала труб, длина каждой секции колонны и т.д. Для такого моделирования нередко используется наше программное обеспечение Cerberus. Даже компании, имеющие собственное производство колтюбинга, такие как Quality Tubing и Tenaris, иногда используют Cerberus для построения моделей колонн. NOV CTES также может спроектировать колонну в качестве консультации.

Существуют ли коммерчески доступные дефектоскопы для определения толщины стенки трубы, как того требуют российские правила безопасности?

Компанией NOV CTES производится устройство под названием Argus, которое с помощью ультразвука измеряет толщину стенок колонны в двенадцати точках по окружности диаметра. Данный прибор производит несколько сот измерений в секунду. Argus размещается на укладывателе и измеряет толщину стенок, когда колонна гибких труб спускается или поднимается из скважины. Это единственный прибор на рынке, точно измеряющий толщину стенок. Существуют и другие приборы, которые, однако, дают менее точные результаты, например система слежения немецкой компании Rosen. Но Rosen не продает свои приборы, а использует их для осуществления технического контроля. В отличие от них приборы Argus производства CTES имеются в продаже. ☺

By what criteria should CT strings be placed out of service (e.g. reaching a certain value of ovality; decreasing out-to-out diameter)?

Usually CT strings are removed from service for one of 3 reasons:

- a) they have reached the end of their fatigue life. The fatigue life should be tracked using a data acquisition system and fatigue modeling and tracking software such as Cerberus. This system shows the % fatigue life used along the length of the string;
- b) they have too much corrosion (rust, acid corrosion, CO₂ corrosion, H₂S corrosion);
- c) they are mechanically damaged (someone pulled too hard, hit with something, over pressured while bending).

Ovality is only an issue when working in high pressure wells, and even then it is rarely the cause of scrapping a string.

Necking (decreased diameter) is caused by mechanical damage (usually overpull) and so is included in c. above.

Ballooning (increased diameter) only happens when pumping at high pressure while bending, and is included in c.

What are criteria used to choose a CT string for deep well operations (over 6000 m) under high pressure? How are such operations used worldwide?

High pressure operations deeper than 6000 m are performed in South Texas and in South Mexico. Careful design of the tapered CT string is needed. Many things must be considered including the burst & collapse under high axial loads, fatigue life, force available at the bottom to do work, grade and strength of the CT material, length of each tapered section, etc.

Our Cerberus software is often used to perform this design. Even the CT manufacturing companies (Quality Tubing and Tenaris) sometimes use Cerberus for performing string designs. NOV CTES can also perform string designs on a consulting basis.

Are there any commercially available defectoscopes for determining tube thickness? What producers could you recommend?

NOV CTES makes a product called Argus which uses ultrasound to measure the wall thickness at 12 locations around the diameter of the CT. It measures many hundred times a second. The Argus is mounted at the level wind, and measures the wall thickness while the CT is run in and out of a well. This is the only product on the market that accurately measures the wall thickness. There are other products which give a less accurate wall thickness, such as the Rosen inspection system from Germany. But Rosen do not sell their system... it is used only to perform inspection services. CTES does sell the Argus inspection device. ☺

КОМПАНИЯ «ТЕНАРИС» ПРЕДЛАГАЕТ ШИРОКИЙ СПЕКТР КОЛТЮБИНГОВОЙ ПРОДУКЦИИ ДЛЯ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ

ТЕНАРИС является ведущим производителем колтюбинговой продукции в мире. На двух заводах компании в Хьюстоне (США) изготавливаются колонны гибких труб и гибкие трубопроводы различного класса и размеров, в том числе с использованием антикоррозионных сплавов для работы в кислой среде. Благодаря своим возможностям Тенарис стал эксклюзивным поставщиком гибких труб для компании «Шлюмберге», выполняющей сервисные работы по всему миру.

Тенарис выпускает не только гибкие трубы для внутрискважинных работ, но и гибкие трубы большего диаметра, которые могут быть использованы для прокладки подводного трубопровода. Компания стала первым в мире производителем труб, получившим сертификат качества ISO-9001. Тенарис также является единственным в мире поставщиком гибких труб с внешним диаметром 10,16 и 12,70 см и гибких труб с толщиной стенок 5,7–7,6 мм.

Тенарис – единственное предприятие, имеющее непрерывную поточную линию для нанесения на гибкие трубы трехслойного покрытия расплавленной эпоксидной смолой, сополимерным клеем и полиэтиленом (или полипропиленом). Гибкие трубопроводы, намотанные на барабаны, доставляются на морские суда, где они соединяются и спускаются в море. Этот способ значительно быстрее традиционного метода прокладки, при котором участки трубопровода свариваются друг с другом.

Гибкие трубопроводы, как правило, используются при работах на море на глубине 60–915 м. Компания «Тенарис» известна своими глубоководными проектами, осуществленными в самых разных уголках планеты, от Норвегии до Новой Зеландии, а ее гибкий трубопровод в Мексиканском заливе расположен на глубине более 2 км. Тенарис также стал первым изготовителем гибких трубопроводов стандарта API 5LCP и по-прежнему является их единственным сертифицированным производителем.

ОТ РЕКОРДА К РЕКОРДУ

Компании принадлежит ряд отраслевых рекордов по длине и толщине колонн гибких труб. Примечательно, что все рекорды были достигнуты в сотрудничестве с компанией «Шлюмберге». На счету альянса немало успешных колтюбинговых проектов, реализованных по всему миру.

- Осуществление проекта в Мексиканском заливе потребовало создания колонны гибких труб с переменной толщиной стенки из высокопрочной стали HS 110 длиной 8900 м и диаметром 3,81 см.
- Осуществление проекта в Мексиканском заливе потребовало создания колонны гибких труб с переменной толщиной стенки из высокопрочной стали HS 110 длиной 9940 м и диаметром 5,08 см, а также второй колонны с переменной толщиной стенки из высокопрочной стали HS 110 длиной 10150 м и диаметром 5,08 см. Колонны состояли из 7 секций с уменьшающейся толщиной стенки от 5,182 до 3,175 мм. На реализацию проекта ушло 2 года, при этом только подготовительные работы и производство двух мини-колонн для тестирования сварных соединений заняли 6 месяцев.
- Для третьего проекта в Мексиканском заливе Шлюмберге заказала колонну гибких труб из высокопрочной

стали HS 110 длиной 9325 м и диаметром 4,45 см.

- Для морского проекта у восточных берегов Канады необходимо было изготовить колонну гибких труб из высокопрочной стали HS 90 длиной 9205 м и диаметром 5,08 см. При этом в колонну был встроен электрический кабель для проведения каротажных работ.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА

На заводе компании «Тенарис» по производству гибких труб, расположенном в Хьюстоне, начиная с конца 2005 и до весны 2007 года проходила реконструкция и расширение производства. В результате был ускорен рабочий поток и улучшена производительность труда. Расширение производства также позволило облегчить процесс транспортной обработки грузов и создать условия для свободного передвижения грузового автотранспорта по территории предприятия.

Были модернизированы сборочные линии и установлены дополнительные сборочные барабаны, за счет чего значительно сократилось время изготовления гибкой трубы. Технология цифровой радиографии позволила сократить сроки сварки и проверки швов на 50% по сравнению с прежним химико-фотографическим способом.

Были введены в эксплуатацию 2 крана большой грузоподъемности, обеспечившие надежную и безопасную транспортировку колтюбинговых колонн на территории завода. Возросло количество наматывающих барабанов более крупного размера, необходимых для длинных колонн гибких труб. Были также построены дополнительные камеры для проверки герметичности трубных соединений. Программа расширения позволила увеличить производительность труда на 75–80% и ускорить сроки выполнения заказов. Была создана инфраструктура для дальнейшего расширения, в частности, для строительства третьего цеха по прокату штрипса и его нахлесточной сварке и контролю качества соединений, а также помещения для продольной резки проката прямо на производстве.

Тенарис активно сотрудничает с другими инновационными компаниями для создания новых приложений для гибких труб и строительства гибких трубопроводов. Сейчас компания не стоит на месте и уже тестирует новые технологии, такие как применение гибких труб большого диаметра для строительства морских трубопроводов, уникальные инструменты механизированной добычи, трубные компоненты более сложных установок и оборудования для третичных методов разработки и гравитационного дренирования при закачке пара.

Тенарис – ведущий поставщик труб и соответствующих услуг для энергетических отраслей стран всего мира и других промышленных применений трубной продукции. Компания ставит целью предоставить клиенту продукт высокого качества, для чего она постоянно совершенствует свои технологии, производственный процесс и систему сбыта. Тенарис старается минимизировать риск для своих клиентов, помогает им снижать издержки, проводить более гибкую коммерческую политику и сокращать сроки от начала разработки продукта до выхода его на рынок.

TENARIS OFFERS THE MOST DIVERSE LINE OF COILED TUBING FOR DOWNHOLE APPLICATIONS

TENARIS is the leading manufacturer of coiled tubing products worldwide.

At its two Houston facilities, the company manufactures coiled tubing and coiled line pipe in a range of sizes and grades, including corrosion resistant alloys for sour service environments. As a result of Tenaris' capabilities, Schlumberger chose the company to be its exclusive provider of coiled tubing for their global coiled tubing services organization.

Tenaris has differentiated its product offerings by not only supplying coiled tubing strings used for downhole production-related coiled tubing services, but also through manufacturing of larger coiled tubing that may be utilized for marine pipeline requirements. The company is the world's first tube or pipe manufacturing facility to obtain ISO-9001 certification for its quality assurance programs. Tenaris is the world's only supplier of 4 -in. and 5-in. OD coiled tubing and the sole provider of heavy wall coiled tubing with available thickness from 0.224-in. to 0.300-in.

Additionally, Tenaris operates the world's only dedicated three-layer continuous coating line for coiled line pipe, consisting of fusion bonded epoxy, copolymer adhesive and polyethylene or polypropylene. The coiled line pipe is delivered on spools to marine vessels where they are consolidated to enable the vessel to pay out the tubing significantly faster compared with conventional stick pipe welded joint by joint and laid by a traditional pipelay vessel.

Coiled line pipe typically is used in water depths of 200–3,000 ft. with one Gulf of Mexico installation in more than 7,000 ft. of water and other projects in locations from Norway to New Zealand. Tenaris also pioneered the API 5LCP coiled line pipe certification standards, and continues to be the only certified supplier.

CONTINUOUSLY SETTING RECORDS

The company holds numerous production records for the longest and heaviest coiled tubing service work strings, all of which have been in conjunction with Schlumberger as its global alliance supplier of coiled tubing.

- A project in the Gulf of Mexico calling for 28,900 ft of 1 ½-in. high strength (HS) 110 tapered coiled tubing;
- A Gulf of Mexico project requiring 32,600 ft of 2-in. tapered coiled tubing, plus a second 33,300 ft tapered string of 2-in.



HS 110 tubing. The strings have seven wall thickness transitions from 0.204-in. to 0.125-in. The project took two years to develop, including six months of pre-planning and the manufacturing of two mini-strings to test bias welds;

- A third Gulf of Mexico project for Schlumberger required 30,600 ft of 1 ¾-in. HS 110 coiled tubing;
- A project offshore eastern Canada called for 30,200 ft of 2-in. HS 90 coiled tubing with electric line cable for logging equipment.

OPTIMIZING MANUFACTURING PROCESS

Tenaris' coiled tubing plant in Houston went through a debottlenecking and expansion program from late 2005 through spring 2007, significantly improving workflow as well as adding the latest technology to increase production efficiency. The expansion project also improved service handling and simplified truck traffic flow through the plant.

Improvements included increased assembly lines, additional assembly consolidation wheels, which dramatically reduced the amount of time the coiled tubing was in the assembly area, and the addition of digital radiography technology to reduce the time for welds and inspection by 50% compared with the older film processing technology.

Two heavy-duty overhead crane systems were installed providing for safer and more reliable transportation of the coiled tubing strings throughout the plant. There are more and larger spooling reels available for long coiled tubing strings, and additional hydro test bays were built. The expansion program increased output by 75%–80% and significantly reduced backorder time. There also is additional infrastructure to allow for further expansion, including a third mill and bias welding cells as well as room for onsite master coil slitting.

Tenaris continuously works with other innovative companies to develop new applications for coiled tubing and coiled line pipe. The forward thinking company is currently testing the applicability of large diameter coiled line pipe for marine riser applications, unique artificial lift products, and tubular products as subcomponents for more advanced production equipment for tertiary and SAG-D production.

Tenaris is a leading supplier of tubes and related services for the world's energy industry and certain other industrial applications. Its mission is to deliver value to its customers through product development, manufacturing excellence and supply chain management. The company minimizes risk for its customers and helps them reduce costs, increase flexibility and improve time-to-market. Tenaris' employees around the world are committed to continuous improvement by sharing knowledge across a single global organization.

Dennis Dunlap
8615 East Sam Houston Parkway North
Houston, TX 77044
Telephone: 281-458-2883 / Fax: 281-458-2886
coiledtubesales@tenaris.com
www.tenaris.com/coiledtubes

РОССИЙСКИЕ СЕРВИСНИКИ ЖДУТ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ

RUSSIAN SERVICE OPERATORS ARE WAITING FOR NEW TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT

Журнал «Время колтюбинга» беседует с ведущим инженером-технологом Оренбургского управления интенсификации и ремонта скважин ООО «Газпром югподземремонт» О.В. Андреевым.

Coiled Tubing Times has a conversation with O.V. Andreev, the principal technology engineer of the Orenburg Department for Production Enhancement and Well Workover of LLC "Gazprom Yugpodzemremont".



«Время колтюбинга»: Олег Викторович, какие виды работ выполняет Ваше предприятие на колтюбинговых установках?

Олег Андреев: Оренбургское управление интенсификации и ремонта скважин имеет на вооружении колтюбинговую установку M20 производства Фидмаш. Колтюбинговая установка M20 была закуплена в декабре 2002 года и тогда же введена в эксплуатацию на Оренбургском газоконденсатном месторождении. Оренбургское управление интенсификации и ремонта скважин на колтюбинговой установке M20 осуществляет такие работы, как размыв грязесолевых пробок в насосно-компрессорных трубах (НКТ), интенсификацию притока при помощи кислоты, ликвидацию асфальто-смолисто-парафиновых отложений в НКТ, интенсификацию притока специальными растворителями в горизонтальных стволах нефтяных и газоконденсатных скважин с вытеснением жидкости из горизонтального

Coiled Tubing Times: Oleg Viktorovich, what operations does your company specialize in?

O. Andreev: Orenburg Department on Production Enhancement and Well Workover applies CT unit M20, produced by Fidmash. It was bought in December 2002 and tried at Orenburg gas condensate field. M20 unit is used to perform such jobs as mud-and-salt plug washout in production tubing, acidizing, elimination of asphalt, resinous and paraffin deposits in production tubing, recovery enhancement by special agents in horizontal bores of oil and gas condensate wells with further fluid displacement from horizontal bores, geophysical studies of horizontal sections, development with foam systems. We pump not only acids, but also blocking agents based on borate foam crosslinker and foamed with nitrogen.

CTT: Have you ever performed any unique operations?

O. A.: We managed to perform a very interesting operation this year. With the help of screw downhole

ствола, геофизические исследования горизонтальных участков скважин, освоение пенными системами. Помимо кислот, мы закачиваем также блокирующие составы на основе боратного шивателя, вспененные при помощи азота.

«В.К.»: А какие уникальные операции Вам удавалось провести?

О.А.: В этом году нам удалось провести очень интересную, на мой взгляд, операцию. Мы разбурили винтовым забойным двигателем (ВЗД-43) соляную пробку в НКТ, не поддававшуюся гидравлическому разрушению. Как только не пытались разрушить эту соль! Даже кислоту ей «на голову клали». Такое у нас есть сленговое выражение: класть на голову кислоту... Но все без толку. Соль не поддавалась. И вот мы решили попытаться ее разрушить при помощи винтового забойного двигателя. Я спроектировал специальный фрез. В основу конструкции была положена насадка, в которой при помощи сварки и пилы-болгарки были вырезаны пазы, куда были вставлены и приварены зубья. Этот самодельный фрез мы подсоединили к винтовому забойному двигателю. Соль была разрушена.

«В.К.»: Как часто Вам приходится решать прикладные инженерные задачи?

О.А.: Нас в целом устраивает тот спектр оборудования, который можно заказать и приобрести, но случаются ситуации, когда нужного инструмента просто не существует. Тогда-то и приходится проявлять смекалку.

«В.К.»: Возможно, у Вас недостаточно информации о рынке внутрискважинного инструмента?

О.А.: Вполне возможно. Именно поэтому ООО «Газпром югподземремонт» ведет переговоры с известным производителем внутрискважинного инструмента – компанией Weatherford. В Оренбурге открыто ее представительство, специализирующееся на внутрискважинном оборудовании как для больших станков, так и для колтюбинговых установок. Мы будем выбирать по каталогу нужный инструмент и подавать на него заявку, а Weatherford – осуществлять доставку и обслуживание.

«В.К.»: Многие сервисные компании работают не только в своем регионе, но и находят заказчиков подчас на изрядном отдалении. Иногда сервисникам

motor (ВЗД-43) we got rid of a salt plug in tubing that couldn't be destroyed by hydraulic fragmentation. Whatever we tried, nothing helped to destroy that salt. We even used acid treatment. But everything was in vain. The salt wouldn't respond to any treatment. Finally we decided to destroy it with the help of a screw drilling motor. I designed a special cutter. The construction was based on a nose, in which furrows were cut with the help of welding and an angle grinder. Teeth were fixed and welded into these furrows. We joined this self-made cutter to the screw drilling motor and the salt was destroyed.

CTT: How often do you have to meet the applied engineering challenges?

О.А.: On the whole we are satisfied with the range of equipment we can order and buy. But situations happen, when the needed instrument just doesn't exist. In such case we have to think out.

CTT: Maybe you don't have enough information about the market of downhole equipment?

О.А.: Probably. That is why in the offing our firm is going to sign a treaty with Weatherford, a famous producer of downhole instrument. It opened a representative office in Orenburg, which specializes in downhole equipment both for conventional drilling rig and CT units. We will be choosing the necessary instrument by catalogue and order it and Weatherford will carry out the delivery and service.

CTT: Many service companies work not only in their region, but also find customers far from their location. Sometimes service companies have to use various types of transport to deliver the equipment. Is this problem relevant for your company? Have you ever been forced to make a long way with your M20?

О.А.: Gazprom Yugpodzemremont has 4 subsidiary companies in Ukhta, Astrakhan, Krasnodar and Orenburg. All of them are working in unique climatic and geological conditions quite different from each other. Our division is located

Мы разбурили винтовым забойным двигателем (ВЗД-43) соляную пробку в НКТ, не поддававшуюся гидравлическому разрушению.

With the help of screw downhole motor (ВЗД-43) we got rid of a salt plug in tubing that couldn't be destroyed by hydraulic fragmentation.

приходится прибегать к различным видам транспорта для переброски оборудования. А как с этим обстоят дела у Вас? Доводилось ли Вам отправляться в неблизкий путь со своей M20?

О.А.: ООО «Газпром югподземремонт» имеет четыре филиала: в Ухте, Астрахани, Краснодаре и Оренбурге. Каждый из филиалов работает в климатических и геологических условиях, разительно отличающихся от тех, где действуют коллеги. Наше управление дислоцируется в Оренбурге. Здесь мы и проводим работы. Но если руководство скажет, что нужно ехать в Ухту, Краснодар или Астрахань, мы вместе с установкой окажемся там. К слову, колтюбинговых установок в других филиалах ООО «Газпром югподземремонт» нет. Наша M20 – единственная. И в этом смысле Оренбургский филиал уникален.

«В.К.»: Довольны ли Вы установкой?

О.А.: Если мы проработали на ней шесть лет, то, конечно, ответ положительный. Когда мы ее получили, завод-изготовитель еще только вставал на ноги. Так что трудностей на первых порах избежать не удалось. Но с помощью Фидмаш-сервиса мы их успешно преодолели. У установок, которые выпущены после вхождения Фидмаша в состав NOV, надежность выше. У них лучше и инжекторы, и гидронасосы, и цилиндры... Но и цена, соответственно, выросла. Наша установка работает хорошо и позволяет выполнять широкий спектр операций в непростых условиях резко континентального климата.

«В.К.»: Какого оборудования Вам на сегодняшний день недостает?

О.А.: Я бы очень хотел, чтобы мы помимо колтюбинговой установки M20 имели еще и флот. Прежде всего современную высокопроизводительную азотную установку с производительностью по азоту не менее 20 м³/мин для освоения скважин, а также агрегат для депарафинизации скважин. Нам нужна именно мобильная азотная установка. Ведь возить оборудование на трале и разгружать его с помощью крана – это большие материальные затраты. А мобильную азотную установку обслуживают всего два человека: машинист и его помощник. Такой агрегат приезжает на скважину и немедленно начинает работу по закачке азота. Добавлю, нам нужна не установка, которая адсорбирует азот из воздуха, а такая, которая преобразует жидкий азот в газообразный. Возможность заправляться жидким азотом в

Почему в России, имеющей огромные запасы природного сырья, компании, обеспечивающие его добычу, вынуждены экономить на средствах производства?

Why in Russia, which has large volumes of natural raw, a company that provides its excavation, has to economize on means of production?

in Orenburg, where we perform our operations. But if the administration orders to go to Ukhta or Astrakhan, we will be there with our unit. By the way, the other subsidiary companies have no CT units. Our M20 is the only one. And our division is unique in this aspect.

CTT: Are you satisfied with the unit?

О.А.: The answer is affirmative taking into account that we've been using it for 6 years. When we got it, the plant had just started out. That is why we couldn't avoid difficulties on the first stage but finally succeeded due to the help of Fidmash service. The units Fidmash has been producing after it joined the NOV Group are very reliable. They

have better injectors, hydraulic pumps and cylinders. However the price has augmented as well. Our unit works well and performs a wide range of operations in complicated conditions of seasonal inland climate.

CTT: What equipment do you lack today?

О.А.: We would like to have a fleet alongside coiled tubing equipment. First of all I mean a good nitrogen system with nitrogen production coefficient of at least 20 м³/ min to develop the wells and a system for paraffin removal. We need a mobile nitrogen unit. Moving the equipment on the trawl and unloading it with the help of a lifting crane is prohibitively expensive. And only 2 persons are required to serve a mobile nitrogen unit: an operator and his aid. Such unit arrives at the well and immediately starts pumping nitrogen. I'd like to add that we need not a unit that adsorbs nitrogen from the air, but the one that turns liquid nitrogen into gas. In Orenburg there is a possibility to fill liquid nitrogen. We'd also like to have a system for warming up oil, solvent and deleting asphaltens.

CTT: How soon are you planning to purchase this equipment?

О.А.: This is a matter of our financial ability. It is very pleasant to use high quality equipment of the leading producers from abroad, no matter how patriotic we are. We are also waiting for a new unit nitrogen of NOV

Оренбурге есть. Хотелось бы иметь также агрегат, при помощи которого можно разогревать нефть, растворитель и удалять асфальтены.

«В.К.»: Как скоро Вы планируете довооружиться?

О.А.: Это вопрос нашей материальной состоятельности. Очень приятно работать на качественном оборудовании ведущих производителей, чаще зарубежных, как бы ни были сильны патриотические чувства. Мы ждем и новую азотную установку NOV Фидмаш – предприятия, продукция которого уже соответствует мировым стандартам. Цены, однако, растут прямо пропорционально качеству, и не каждая сервисная компания может позволить себе приобретение наилучшего оборудования. Парадокс: почему в России, имеющей огромные запасы природного сырья, компании, обеспечивающие его добычу, вынуждены экономить на средствах производства? Наверное, это вопрос не риторический, а политический.

«В.К.»: Как Вы используете достижения промышленной химии в своих операциях?

О.А.: В настоящее время мы прорабатываем возможность водоизоляции притока при помощи закачки гуаровой смолы. Технология создана ЗАО «Химеко-ГАНГ», нашим постоянным партнером. Эта же структура предоставляет набор химикатов. Хотелось бы также делать селективные обработки: закачивать кислоту в средний интервал и изолировать при этом верхний и нижний интервалы при помощи пакеров.

«В.К.»: О чем бы Вам хотелось прочесть в нашем журнале?

О.А.: О новых технологиях. О практическом применении оборудования и инструмента. В частности, очень хотелось бы побольше узнать про спуск перфораторов на НКТ, перфорацию на БДТ, установку пакеров, прежде всего, про селективную кислотную обработку. И, конечно, о закачке смолы через БДТ для изоляции водопитока. Нам интересно все, что поможет на практике. ☉

Вела беседу Галина БУЛЫКА, «Время колтюбинга»

Читайте также на сайте www.cttimes.org:

А. Гличев, С. Яштылов, А. Иванов (УПНП и КРС ООО «Оренбурггазпром»). Первые результаты использования колтюбинговой установки M20 // Время колтюбинга. – 2003. – №6.



Установка M20 была запущена в производство в 2001 году и снята с производства в 2004 году. Ее сменила модель MK20T, на основе которой в результате внедрения новых технических решений появилась модель MK30T

M20 was launched in production in 2001 and discontinued in 2004. It was replaced by MK20T and the latter combined with some new technical decisions gave way to MK30T

Fidmash. The products of this company correspond to the world standards. Yet the prices rise proportionally to the quality, and not every service company can allow purchasing the best equipment. Paradoxically, in Russia, which has large volumes of natural resources, a company that provides its recovery, has to economize on means of production. I think this is rather a problem of politics.

CTT: How do you apply the achievements of commercial chemistry in your operations?

О.А.: At the moment we study a possibility of inflow water isolation by pumping guar resin. The technology was created by Khimeko-GANG, our steady partner. This company also supplies us with chemicals. We'd also like to do selective treatments: pumping acid in mid interval to isolate upper and lower with the help of packers. It will be pumped with further pressure release and packer recovering.

CTT: What information would you like to read in our journal?

О.А.: New technologies and practical application of equipment and instruments. For instance, I'd like to learn more about running guns on tubing, CT perforation, and installation of packers for selective acid treatment. And, of course, I'm interested in resin injection through CT for isolation of water flow. We are interested in everything that can help us in practice. ☉

By Galina BULYKA, Coiled Tubing Times

Read also at the internet site www.cttimes.org:

A. Glichev, S. Yashtilov, A. Ivanov (UPNP&KRS Orenburggazprom). The First Results of the Use of the M20 Coiled Tubing Unit // Coiled Tubing Times. – 2003. – №6.

**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/сек	
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 1½" 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, тм	
Crane Capacities Maximum	

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

MANUFACTURER’S SPECIFICATIONS MOST
WIDELY SOLD CTUS* IN RUSSIA

Фидмаш	Фидмаш	Фидмаш	Hydra Rig
Fidmash	Fidmash	Fidmash	
M10	M20	MK20T	–
Легкий	Средний	Средний	Средний
Light Weight	Medium Weight	Medium 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	ЯМЗ-7511	CUMMINS
YAMZ-7511	YAMZ-7511	YAMZ-7511	CUMMINS
240	400	400	475
240 HP	400 HP	400 HP	475 HP
120	240	240	270
27,000 lbs	54,000 lbs	54,000 lbs	60,000 lbs
0,01–0,80	0,01–0,80	0,01–0,80	0,02–1,2
2–160	2–160	2 – 160	4–265
19,10–44,45	19,10–44,45	19,10–44,45	25,4 – 44,45
¾”–1¾”	¾”–1¾”	¾”–1¾”	1”–1¾”
70	70	70	70
10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi
2 200	3 800	5 000	4 000
7,200 ft	12,470 ft	16,400 ft	13,200 ft
10 900	13 000	15 000	13 000
430”	510”	590”	510”
2 500	2 500	2 500	2 700
100”	100”	100”	106”
4 200	4 500	4 500	4 500
166”	177”	177”	177”
33 700	46 000	59 000	40 000
74,300 lbs	101,400 lbs	130,000 lbs	88,000 lbs
18	18	31,5	17
36,000 lbs	36,000 lbs	60,000 lbs	34,000 lbs

* Not less than ten units, currently being operated.

МК20Т. Этапы эволюции Stages of Evolution



Сегодня мы расскажем об эволюции самой популярной модели из широкого спектра колтюбингового оборудования СЗАО «Фидмаш» – установке МК20Т. Первая установка из этой серии была выпущена в 2001 году. Эта модель называлась М20 и монтировалась на шасси (8х8). С 2004 года завод начал выпуск установок на шасси (10х10). Заметим, что первая полноприводная установка с данной колесной формулой была изготовлена по заказу ведущей международной сервисной компании. К настоящему времени в России и СНГ работает уже более полусотни установок серии МК20Т.

Колтюбинговая установка МК20Т выпускается в четырех модификациях для наземного использования и в блочно-модульном исполнении (для использования на морских платформах). Две модификации для наземного использования выпускаются на полноприводном шасси (8х8) и две – на полноприводном шасси (10х10). Кроме количества осей агрегаты различаются наличием или отсутствием установщика оборудования. Каждая из модификаций представляет собой полный комплект оборудования для работы с безмуфтовой длинномерной трубой (БДТ) диаметром от 31,75 мм до 50,8 мм, состоящий из кабины оператора, контрольно-регистрающей системы (СКР), узла намотки, инжектора, рукавов высокого давления и противовыбросового оборудования.

Установка со специализированным скважинным инструментом может быть использована для

Today we are going to tell you about the most popular Fidmash's CT unit, MK20T. The first unit of this series M20 on 8x8 chassis was manufactured in 2001, and from 2004 the production of units on 10x10 chassis was started, while the first all-wheel drive unit was made at the order of the world's leading service company. Actually, more than half of a hundred units of the MK20T series already work in Russia and the CIS.

MK20T coiled tubing unit is produced in block-modular modification (for exploitation on offshore platforms) and in four versions for land use: two on an all-wheel drive chassis (10x10) and two on 8x8 chassis. In addition to wheelpairs number, the units differ in terms of presence of equipment installer or crane. Each of them represents a complete set of equipment for work with coiled tubing in diameter from 31.75 mm 50.80 mm), consisting of control cabin, data acquisition system (DAS), reel, injector, high-pressure hoses and blowout preventer equipment.

The unit with the purpose-built borehole instrument can be used for performance of works on sand and wax washing, cementing, isolation of water influxes, acid

выполнения работ по промывке песчаных и парафиновых пробок, цементировочных работ, изоляции водопритоков, кислотной обработки и освоения скважин, других ремонтных и исследовательских работ на скважинах всех типов при давлении до 70 МПа.

Все восемь лет жизненного цикла ассортиментная линейка установок серии МК20Т непрерывно совершенствовалась. Техническая модернизация позволила настолько улучшить характеристики оборудования, что по своим параметрам определенные модели МК20Т стали соответствовать классу МК30Т. В этой связи с 2009 года колтюбинговая установка МК20Т, смонтированная на шасси с колесной формулой 10х10, была официально переведена в класс МК30Т(10х10). Технические характеристики этой установки приведены в таблице, размещенной ниже. Модернизация позволила значительно увеличить емкость узла намотки до 6200 м гибкой трубы диаметром 38,1 мм. Усилие инжектора увеличено с 27 200 до 36 000 кг. Температурный диапазон расширен от минус 40 °С до плюс 50 °С. Это значит, что установка способна надежно работать в условиях как заполярной тундры, так и знойной пустыни. На машине установлена СКР нового поколения, созданная КБ «Новинка». Установка оснащена двигателем ЯМЗ, но по желанию заказчика может быть укомплектована двигателем Caterpillar и коробкой передач Allison.

treatment and wells development, others types of workover and research works on wells of all kinds at pressure up to 70 MPa.

Technical modernization up-graded the characteristics of equipment in such a way that some of MK20T models amounted to MK30T class. That is why in 2009 a CT unit MK20T, mounted on chassis wheel formula 10x10, was officially classified MK30T (10x10). Technical parameters of this unit are supplied in the table below. Modernization also allowed raising the reel capacity up to 6200 meters of CT with the diameter of 38.1 mm. The injector' pulling capacity was raised from 27 200 kg до 36 000 kg. The temperature diapason was extended so as to engulf - 40 °C and + 50 °C. It means that the unit can reliably work both in the conditions of transpolar tundra and hot desert. New DAS created by design company Novinka is installed on the unit. The unit has an engine produced by Yaroslavl Motor Works. But upon the customer's request it can be replaced by Caterpillar engine and Alisson gear box. The equipment is supplied with a full list of enabling documentation necessary for its exploitation.

УСТАНОВКА КОЛТЮБИНГОВАЯ МК30Т (10Х10)

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Производитель – СЗАО «Фидмаш» (г. Минск).
Шасси – МЗКТ 65276 (10х10).
Двигатель – ЯМЗ-7511 мощностью 400 л.с. при 1 900 об/мин; 475 л.с. при 2 100 об/мин (опц. Caterpillar + Allison).
Тяговое усилие инжектора – до 36 000 кг.
Скорость подачи гибкой трубы – 0,9...0,48 м/мин.
Максимальное давление на устье скважины – 70 МПа.
Диаметр БДТ – от 31,75 мм до 44,45 мм.
Максимальная длина БДТ на барабане:
• при диаметре БДТ 38,1 мм – 6 200 м;
• при диаметре БДТ 44,45 мм – 4 100 м;
• при диаметре БДТ 50,8 мм – 2 600 м.
Полная масса (без жидкости в БДТ) – не более 59 000 кг.
Тип установщика оборудования – гидравлический кран-манипулятор НИАВ 320Т-3.
Габаритные размеры (не более):
• длина – 15 100 мм;
• ширина – 2 550 мм;
• высота – 4 480 мм.
Время монтажа установки на скважине – 2 ч.

COILED TUBING UNIT MK30T (10X10)

TECHNICAL PARAMETERS

The producer – CJSC NOV-Fidmash (Minsk).
Chassis – MZKT 65276 (10x10).
Engine – YMZ-7511 with the power of 400 h. p. and 1900 t/m; 475 h. p. and 2100 t/m (option Caterpillar +Allison).
Maximum injector pulling capacity – 36 000 kg.
CT feed speed – 0.9...0.48 m/min.
Maximal pressure on a well head – 70 MPa.
CT Diameter – from 31.75 mm to 44.45 mm.
Maximal length of CT on the reel:
• with CT diameter of 38.1 mm – 6 200 m;
• with CT diameter of 44.45 mm – 4 100 m;
• with CT diameter of 50.8 mm – 2 600 m.
Total weight (without liquid in CT) – no more than 59 000 kg.
Equipment installer type - hydraulic crane-manipulator HIAB 320T-3.
Maximal dimensions:
• length – 15 100 mm,
• width – 2 550 mm,
• height – 4 480 mm.
Rigging up time – 2 h.

На оборудование получен весь перечень разрешительной документации, необходимый для ее эксплуатации.

Установка МК30Т выполняет аналогичный МК20Т весь перечень ремонтных операций, а также используется для зарезки боковых стволов.

Одна из новейших модификаций МК30Т представляет собой блочный вариант, установленный на шасси МЗКТ 65276. Установка может работать как на суше, так и на морской платформе. Привод узлов этой установки осуществляется от автономного силового блока. Агрегат может работать как обычная колтюбинговая установка на суше, а может перемещаться на морскую платформу и работать автономно от шасси. Основные узлы установки смонтированы в отдельных блоках. Емкость узла намотки составляет 5200 м гибкой трубы диаметром 38,1 мм. Установка создана с учетом пожеланий сервисных компаний, которые обслуживают скважины как в непосредственной близости от шельфа, так и на шельфе. Запуск этой модели в производство уже произведен, и во втором квартале 2009 года первые экземпляры поступят к заказчикам, один из которых – международная сервисная компания, работающая на Каспийском шельфе.

Сегодня установки производства СЗАО «Фидмаш» эксплуатируются ведущими нефтегазодобывающими и сервисными компаниями, в числе которых Газпром, Лукойл, Сургутнефтегаз, Татнефть, Укрнафта, Укргаздобыча, Интегра, Шлюмберге, BJ Services, Weatherford и др. ☉

МК30Т has the same range of operations as MK20T. Besides, it can be used for sidetracking.

One of the latest modifications of MK30T is modular assembly, installed on chassis MZKT 65276. The unit is operational both on the land and on sea platforms. The driving assembly of the unit is run by autonomous power pack. The device can operate as a usual land CT unit or be transported to sea platform without chassis. The main units are mounted on separate modules. The reel capacity is 5200 m for a CT with the diameter of 38.1 mm. The unit was designed in compliance with the request of service companies working on the shelf or in close proximity to it. The model has already been launched into production and the first units will get to customers in the second quarter of 2009. Among the contractors is an international service company working on the Caspian shelf.

Today MK20T is adopted by a number of well-known gas and oil production and service companies: Gazprom, Lukoil, Integra, Surgutneftegaz, Tatneft, Ukrneft, Ukgazdobycha, Schlumberger, BJ Services, Weatherford and others. ☉



Установка колтюбинговая МК30Т
CT Unit MK30T

Комплекс оборудования для ГРП Fracturing Complex

- Fracpump Units
- Blender Unit
- Control Station
- Manifold Units
- Sand Feed Units



- Насосные установки
- Блендер
- Станция контроля управления
- Машина манифольдов
- Установка для подачи сыпучих материалов



Контрольно-регистрирующая система четвертого поколения СКР43

Data Control and Acquisition System of the 4th Generation – СКР43

Николай КЛУБНИКОВ, зам. главного конструктора УП «Новинка»
Nikolai KLUBNIKOV, Deputy Chief Designer of Novinka

В конструкторском бюро проектно-производственного частного унитарного предприятия «Новинка», входящего в Группу ФИД, создана контрольно-регистрирующая система нового, четвертого поколения. Она называется СКР43, монтируется на колтюбинговую установку и предназначена для регистрации, отображения и визуализации основных параметров работы этой установки. Конструкторы особо позаботились о том, чтобы гарантировать бесперебойную работу системы в условиях низких температур, которые нередки в нефтегазодобывающих регионах России.

Система измеряет большой объем параметров с периодичностью 0,3 секунды и записывает на USB-Flash диск каждую секунду с привязкой ко времени.

Регистрируемые на диск параметры:

- глубина спуска трубы;
- скорость спуска трубы;
- вес трубы (легкой и тяжелой);
- давление циркуляции;
- устьевое давление;
- давление привода инжектора;
- температура масла гидросистемы;
- давление превентора;
- давление герметизаторов;
- давление прижимов цепей;
- давление натяжения цепей;
- давление в линии привода барабана;
- давление насоса;
- число перегибов трубы на метр длины (гистограмма).

Помимо регистрируемых параметров система отображает:

- время наработки привода инжектора и гидросистемы;
- реальное время;
- оставшееся свободное место на USB-Flash диске.

Заметим, что в новой разработке значительно упрощена процедура переноса информации с СКР на персональный компьютер, поскольку в качестве записывающего устройства используется серийный USB-Flash диск.

Максимально возможное число подключаемых аналоговых датчиков – 16. Это дает возможность регистрировать некоторые дополнительные параметры, например расход технологической жидкости.

Питание системы осуществляется от бортовой сети 18–36 В. Также имеется встроенная защита от неправильного подключения питания и высоковольтных импульсов.

Контрольно-регистрирующая система состоит из четырех основных компонентов:

- диалогового модуля CR1051 с цветным экраном диагональю 5,7 дюйма;

The development laboratory of design and manufacturing private unitary enterprise "Novinka", which makes part of FID Group, created a data control and acquisition system of the 4th generation – СКР43. It is assembled on a CT unit and is meant for registration, displaying and visualization of its principal operational parameters. The designers gave a high priority to securing its undisturbed operation in the conditions of low temperatures, which are frequent in O&G producing regions of Russia.

The system measures a wide range of parameters every 0.3 seconds and records information on USB-Flash every second with time data attached.

Parameters recorded on disc:

- tubing running depth;
- tubing running speed;
- weight of the tube (light and heavy);
- circulation pressure;
- borehole pressure;
- injector drive pressure;
- oil temperature in hydrosystem;
- pressure of preventer;
- pressure of sealers;
- pressure of chain holdowns;
- pressure of chain pull;
- pressure in reel driveline;
- pump pressure;
- number of CT bends per 1 meter of length (histogram).

Beside registered parameters, the system also displays:

- time of injector drive and hydrosystem exploitation;
- real time;
- resource space on USB-Flash disk.

Note, that the new device has simpler system of copying the information from the DAS to PC, as serial USB-Flash disk is used as a recording medium.

Up to 16 analog sensors can be switched to the system. It enables registering some additional parameters like the consumption of process liquid.

The system is powered by onboard line 18–36 V. There is also a built-in protection from wildcat connection and high-voltage pulse.

Data acquisition system consists of 4 main components:

- dialog module CR1051 with color screen of 5.7 in.;
- wiring box located right next to the sensors;

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И ХАРАКТЕРИСТИКИ

MAIN PARAMETERS AND CHARACTERISTICS

ПОКАЗАТЕЛИ НАЗНАЧЕНИЯ / PARAMETERS	ЗНАЧЕНИЯ / VALUES
1. Диапазон регистрации / Registration range	
• глубины спуска, м / tubing running depth, m	от/from -100 до/to 6000
• скорости трубы, м/мин / tubing running speed, m/min	от/from -120 до/to 120
• давление, МПа / Pressure, MPa	от/from 0 до/to 100
• температуры, °C / temperature, °C	от/from -50 до/to +150
2. Длительность регистрации, ч / Record length, h	4000
3. Дискретность записи, с / Record discretisation, s	1
4. Диапазон рабочих температур, °C / Range of operating temperatures, °C	от/from -40 до/to +70
5. Напряжение бортового источника питания, В / Voltage of the internal power supply, V	24
6. Ток потребления, А / Useful current, A	не более/no more than 1,0
7. Регистрация гистограммы спуско-подъемов / Registration of round trip histogram	через/every 1 м/m
8. Число подключаемых датчиков, шт / Number of switched sensors, items	
• аналоговых / analog	до/up to 16
• цифровых / digital	до/up to 2

- монтажной коробки, расположенной непосредственно возле датчиков;
- датчиков давления и угла поворота;
- счетчика глубины.

НАЗНАЧЕНИЕ КОМПОНЕНТОВ

Диалоговый модуль. Диалоговый модуль выполняет главную роль в работе системы, отображая и записывая информацию с датчиков.

Монтажная коробка. Монтажная коробка предназначена для грамотной разводки сигнальных кабелей от датчиков. Более того, внутри коробки расположены два модуля АЦП для оцифровки аналоговых сигналов. В результате уменьшается общая длина аналоговых сигнальных линий, что улучшает помехозащищенность системы. Связь с монтажной коробкой осуществляется по интерфейсу RS232.

Датчики давления и угла поворота. Датчики давления предназначены для преобразования физических величин давления и температур в аналоговый токовый сигнал 4–20 мА. Датчик угла поворота устанавливается на узел намотки трубы и предназначен для измерения длины. Цифровой сигнал с датчика угла поворота подключается к счетчику.

Счетчик. Счетчик предназначен для пересчета цифровых импульсов с датчика угла поворота через коэффициент в длину трубы. Диалоговый модуль считывает глубину из счетчика посредством интерфейса RS232.

Программа верхнего уровня, устанавливаемая на ПК, позволяет просматривать и распечатать в графическом режиме данные со всех датчиков, а также строит график зависимости числа перегибов от длины трубы. Формат данных, записываемых на USB-Flash диск, совместим с Microsoft Office Excel, что значительно расширяет возможность их обработки. ©

- sensors of pressure and bend angle;
- depth sensors.

APPLICATION OF THE COMPONENTS

Dialog module. Dialog module is the principal part of the system, which displays and records information supplied by the sensors.

Wiring box. Wiring box is meant for proper routing of signal cables and sensors. Plus, 2 ADC modules for digitizing analog signals are located inside the box. As a result the total length of analog signal lines will be less, which makes the system highly resistant to jamming. The connection with the box is made via interface RS232.

Sensors of pressure and bend angle. Sensors of pressure are meant for transforming physical parameters of pressure and temperature into analog current signal 4–20 mA. The sensor of bend angle is set on the reel and switched to the counter.

Counter device. Counter device is meant for conversion of digital pulse from bend angle sensor into the tube length with the help of special coefficient. The dialog module reads the depth data via interface RS232.

The program of the upper level installed on PC allows viewing and printing the data from all sensors in graphical form and make the diagram of dependence of the number of bends from the length of the tube. The format of data recorded on USB-Flash dick is compatible with Microsoft Office Excel, which largely expands the possibilities of data processing. ©

СМОТР НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ REVIEW OF NEW TECHNOLOGIES

Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE состоялась в конце октября прошлого года в «архитектурном заповеднике» советского классицизма – Всероссийском выставочном центре. Это мероприятие собрало представителей российских и международных компаний по разведке и добыче нефти и газа для обсуждения проблем инвестиций в новые технологии. В качестве организаторов выступили Общество инженеров-нефтяников (SPE) и Reed Exhibitions.

В своем приветственном письме председатель Программного комитета Адиль Мухитов (Шлюмберже) дал мероприятию следующее определение: «Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE – 2008 – это форум, на котором представители нефтегазовых и сервисных компаний, ведущих университетов и институтов, а также научно-исследовательских институтов имеют возможность встретиться, смогут обменяться опытом и поделиться успехами в использовании технологий будущего».

Для обсуждения технологий будущего в рамках конференции было организовано 20 технических сессий. Первоначально было запланировано 19 сессий, но в процессе подготовки в связи с наличием уникальных и интересных материалов, посвященных вопросам, не включенным в первоначальную программу, выявилась необходимость проведения дополнительной междисциплинарной сессии. В фокусе обсуждения оказались следующие темы: современные технологии нефтеотдачи, геология и геофизика, повышение нефтеотдачи пласта, гидродинамика, технология добычи, бурение, мониторинг коллектора, разработка смежных коллекторов, газовые технологии, заканчивание, моделирование пласта, информационные технологии, гарантия обеспечения потока, месторождения на поздней стадии разработки, новые технологии. Тема «Бурение» рассматривалась на двух заседаниях, что, по мнению А. Мухитова, хорошо отражает высокую культуру бурения в российской нефтегазовой отрасли.

Критериями отбора докладов являлись новаторство и применимость для решения существующих проблем и потенциальная экономическая эффективность применения предложенных новаторских решений для недропользователей. С учетом этих факторов организаторами было отобрано 168 докладов.

Для наших читателей интерес, в частности, представляет прозвучавший в рамках сессии «Интенсификация добычи» доклад SPE 116845 «Оптимизация ввода гибких НКТ в скважины с большим отходом от вертикали и заканчиванием в необсаженном стволе на месторождении в Саудовской Аравии», написанный коллективом авторов, возглавляемым Файсалом И.Бахейри (Halliburton).

В последние годы в Саудовской Аравии значительно

Russian Technical O&G Conference and SPE Exhibition took place in the All-Russian Exhibition Center in late October, 2009. The event brought together representatives of Russian and international upstream companies so that they could discuss investment to new technologies. The conference was organized by SPE and Reed Exhibitions.

In his greeting address the Chair of the Program Committee Adil Mukhitov (Schlumberger) gave the following definition to the event: “Russian Technical O&G Conference and SPE Exhibition 2008 is a forum giving representatives of O&G and service companies, leading universities and institutes, R&D institutes a chance to meet each other and share their progress in the advanced technologies”.

The discussion of future technologies in frames of the conference took place in 20 technical sessions. Initially, 19 sessions were planned. But as the preparations proceeded and new unique and interesting materials neglected by the program emerged, the necessity in additional interdisciplinary session became obvious. The discussion featured the following subjects: modern reservoir engineering, geology and geophysics, recovery enhancement, hydrodynamics, production technologies, drilling, collector monitoring, development of the mixed reservoirs, gas technologies, completion, oil reservoir analyzing, IT, flow assurance guarantees, mature fields, new technologies. The subject “Drilling” was addressed at two sessions. A. Mukhitov believes that it reflects a high culture of drilling in Russian O&G industry.

The reports were selected on the basis of innovation value, its applicability for the existing problems and economic efficiency for hydrocarbons producers. 168 reports were chosen with the respect to the mentioned criteria.

Our readers would be especially interested in one of the reports of Recovery Enhancement Section. SPE 116845 report “Optimization of Coiled Tubing Interventions on Extended-Reach Openhole Completions in a Field in Saudi Arabia” was written by a team of authors headed by Faisal I. Beheiri (Halliburton).



The number of extended-reach wells has grown significantly in recent years in Saudi Arabia. The water injection wells in the study area are complex due to the combination of large bore tubular, lower reservoir pressure and horizontal openhole (OH) completion, with lengths from 3,000 ft to almost 5,000 ft.

During the initial CT interventions in this field, several challenges were encountered, e.g., stuck CT differentials, slack-off weight through severe doglegs, tight spots, and other obstructions.

Based on the studies of the OH, combinations of techniques were introduced to the procedure to extend the reach and minimize the operational problems and costs.

The key components of the new implemented strategy were buoyancy reduction by using nitrified fluids and new viscoelastic surfactant (VES) friction reducer or drag reduction agents. In addition, combinations of other techniques were employed, e.g., optimizing the pull tests frequency in the OH and improving CT movement practices.

New intervention approach included; eliminated pre-stimulation injection test, commingled all fluids with nitrogen using 200 scf/bbl as gas liquid ratio, eliminated pull tests in OH section, establishing circulation before entering OH, pumping VES friction reducer in horizontal section.

As preventive technique, it was decided to pump 20 bbl of VES friction reducer stages each 1,000 ft of OH in wells with more than 5,000 ft section.

A few interesting study cases were considered at the conference: development of an offshore field by Rosneft company and an onshore field in Western Siberia, exploited by TNK-BP. The session, dedicated to new technologies, featured reports on technologies for Sakhalin Project II and minimization of risks during the development of Siberian Field with great incertitude of formations. The participants also considered projects of offshore platforms for production, storing and shipment of oil at deep sea project Sakhalin 5 and pilot stimulation of cyclic steam injection in aquitard carbonaceous rocks with low-gravity oil.

Alongside technical sessions, the conference included 3 plenary sessions.

увеличилось количество скважин с большим отходом от вертикали. Водонагнетательные скважины в районе исследования имеют сложный характер за счет использования НКТ большого диаметра, низких пластовых давлений и горизонтального необсаженного участка в интервале заканчивания, при общей протяженности стволов от 915 до почти 1500 м.

При начальном использовании ГНКТ встретился ряд проблем, связанных с перепадом давлений и извилистостью стволов скважин (например, прихват ГНКТ), сопротивление при проходе через места с резким искривлением ствола, сужением ствола.

Для увеличения глубины ввода, минимизации расходов и сложностей при бурении было предложено использовать сочетание нескольких методов.

Основным компонентом новой стратегии явилось уменьшение плавучести посредством использования аэрированных азотом флюидов и нового понизителя трения на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВПАВ) или материалов для понижения сопротивления. В дополнение к этому использовалось сочетание других методов, например, оптимизация частоты проведения испытаний на натяжение в НС и модернизация методов спуска и подъема ГНКТ.

Был выработан новый подход к вводу НКТ в скважины, включающий в себя отказ от испытаний на закачивание перед интенсификацией притока, смешивание всех жидкостей с азотом в соотношении 200 ст. куб. футов на баррель, отказ от испытаний на натяжение в горизонтальном интервале НС, установление циркуляции до входа в НС, спуск в скважину при циркуляции жидкости для предварительной промывки, закачивание в горизонтальный интервал понизителя трения с ВПАВ. В качестве меры предосторожности в скважинах с длиной горизонтального интервала больше 1500 м было решено закачивать порции понизителя трения с ВПАВ объемом 20 баррелей через каждые 300 м НС.

В рамках сессий были рассмотрены несколько конкретных случаев: разработка морского месторождения компанией «Роснефть» и наземного месторождения в Западной Сибири компанией TNK-BP. На заседании, посвященном новым технологиям, были представлены доклады на разные темы: от использования технологий для проекта Сахалин II до минимизации рисков при разработке Сибирского

месторождения при значительной неопределенности пластов. Было рассмотрено проектирование плавучей системы для добычи, хранения и отгрузки нефти для глубоководного проекта Сахалин V и пробное стимулирование циклическим закачиванием пара в слабопроницаемых карбонатных породах с тяжелой нефтью.

Помимо технических заседаний, в рамках конференции были проведены три пленарные сессии. В течение первого дня мероприятия делегаты конференции могли ознакомиться с выступлениями ведущих профессионалов своей области со всего мира. Пленарную сессию «Российская нефтегазовая промышленность сегодня. Роль России на мировом энергетическом рынке» открыл В.И. Грайфер, председатель совета директоров ОАО «Лукойл» и генеральный директор ОАО «РИТЭК», отметивший значительный прогресс в развитии отечественной нефтегазовой отрасли за последние пару лет, особенно в таких областях, как освоение Восточной Сибири и транспортировка. Он также призвал зарубежные компании к продолжению сотрудничества с местными предприятиями. Среди других участников первой пленарной сессии были Т. Густафсон, директор подразделения Российско-Каспийского региона компании CERA; Ю. Подтуркин, генеральный директор ФГУ «ГКЗ»; А. Брехунцов, генеральный директор ОАО «СибНАЦ». Пленарные сессии на темы «Роль технологий сегодня и завтра» и «Молодые специалисты и их обучение. Воспитание талантов сегодня и в будущем» были представлены в оставшиеся дни мероприятия.

Российская техническая нефтегазовая выставка SPE – 2008 собрала около 110 компаний, представивших свои последние достижения в области технологий разведки и добычи нефти и газа. В этом году среди экспонентов выставки, делегатов или спонсоров мероприятия выступили компании РИТЭК, Роснефть, Татнефть, TNK-BP, Salym Petroleum Development, Chevron, ExxonMobil, StatoilHydro, Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton, Weatherford, Paradigm, Welltec, Swellfix, SBM Offshore и др. Выставочная экспозиция заняла площадь более 2200 кв. м, на которых также разместились национальные павильоны Китая и Норвегии. По мнению экспонентов, такая выставка – блестящая возможность пообщаться с потенциальными заказчиками и продемонстрировать собственные разработки. ☉

During the first day of the conference the delegates could get acquainted with the performance of the leading world professionals. The plenary session “Russian O&G Industry Today. The Role of Russia at the World Energy Market” was opened by professor V.I. Graifer, Chairman of the Board of Directors of Lukoil and Director General of RITEK, who pointed to substantial progress in the development of the domestic O&G industry during the last two years, especially in such aspects as exploration of Eastern Siberia and transportation. He also called foreign companies to continue cooperation with local enterprises. Among the other participants of the plenary session there were T. Gustafson, Sera Senior Director of the Russian and Caspian Service, Y. Podturkin, Director General of GKZ, A. Brehuntsov, Director General of SibNAT. The plenary sessions on the issues “The Role of Technologies Today and Tomorrow” and “Training Young Specialists and Upbringing Talents Today and in the Future” were addressed during the next days of the event.

Russian Technical O&G Conference and SPE Exhibition 2008 brought together 110 companies, which represented their latest achievements in technologies of O&G prospecting and production. This year among the exponents of the event there were such companies as RITEK, Rosneft, Tatneft, TNK-BP, Salym Petroleum Development, Chevron, ExxonMobil, StatoilHydro, Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton, Weatherford, Paradigm, Welltec, Swellfix, SBM Offshore and so on. The exhibition covered the area of 2200 square meters including national pavilions of Norway and China. According to the exponents, such an exhibition is a good opportunity for communicating with potential contractors and demonstrate one's developments. ☉

ОРГАНИЗАТОРЫ МЕРОПРИЯТИЯ

Reed Exhibitions – ведущий международный выставочный оператор. На сегодняшний день 33 офиса компании организуют 460 мероприятий в 38 странах мира.

Society of Petroleum Engineers (SPE) / Общество инженеров-нефтяников – некоммерческая профессиональная ассоциация, члены которой заняты в области разведки и добычи нефти и газа.

На сегодняшний день общество насчитывает порядка 79 000 членов из 115 стран мира. Общество реализует свои услуги через печатные издания, конференции, форумы.

ORGANIZERS OF THE EVENT

Reed Exhibitions is the world's leading event organizer. With 33 offices around the globe the company runs 460 events in 38 countries of the world.

Society of Petroleum Engineers (SPE) is a noncommercial professional association, whose members are engaged in exploration and production of oil and gas resources. SPE is a home to 79,000 members from 115 countries of the world. The society provides its services through publications, conferences and forums.

Москва
ЦВК «Экспоцентр»
на Красной Пресне

2009

www.mioge.ru



RPGC

**7-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС**

23-25 июня 2009



MIOGE

10-я Московская
международная выставка

НЕФТЬ И ГАЗ

23-26 июня 2009

 **ufi**
Approved
Event



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

12 - 14 мая

2009

Узбекистан, Ташкент



OGU



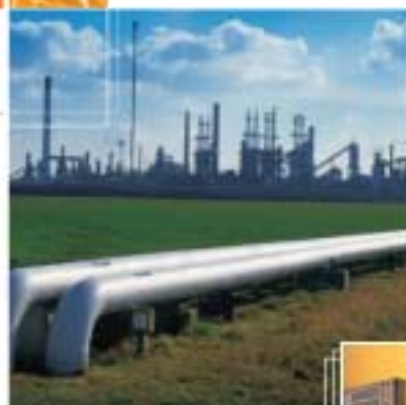
Официальная поддержка

 **UZBEKNEFTEGAZ**

13-я Международная
Выставка
и Конференция

НЕФТЬ И ГАЗ

www.ogu-expo.ru



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

14-й Европейский круглый стол SPE/ICoTA

SPE ICoTA 14th European Well Intervention Round Table

В Абердине (Великобритания) 17–19 ноября 2008 г. состоялся 14-й Ежегодный европейский круглый стол «Будущее Северного моря», организованный Обществом инженеров-нефтяников (SPE) и Ассоциацией по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA). Мероприятие собрало рекордное количество участников, а приуроченная к нему выставка предоставила свои площади 35 компаниям.

Основной докладчик Колин Велш, председатель правления инвестиционного банка «Симмонс и Компания Интернешнл» произнес речь, в которой дал краткий обзор сферы своей деятельности и перспектив. Колин Велш, к которому организаторы круглого стола обратились в августе 2008 года, свою задачу на тот момент воспринял легко: цена на нефть превышала 100 долл. за баррель, а доходы нефтесервисных компаний били все возможные рекорды. Добыча нефти занимала первые строки в табели о рангах мировой экономики. Летом 2008 года Колин Велш еще и предположить не мог, что мир встретится лицом к лицу с самым серьезным вызовом за последние 70 лет, а энергетический сектор за какие-нибудь 3 месяца изменится до неузнаваемости: цена на нефть упадет более чем в 2 раза, и, как следствие, сократятся объемы добычи черного золота, спрос на оборудование и технологии резко пойдет вниз.

В этой ситуации общего спада Велш отметил, что для того, чтобы удовлетворить будущий спрос, «нам необходимо добывать нефти в 10 раз больше, чем Великобритания добывает сейчас в Северном море, или в 3 раза больше того, что получает Саудовская Аравия».

По мнению Велша, именно на SPE и ICoTA с их колоссальным опытом внедрения инноваций в нефтесервисе ложится задача по повышению коэффициента нефтеотдачи. В этом смысле победа компании StatoilHydro стала знаковой: компания получила главный приз за инновации в проведении операций в подводных скважинах. Ее специалистами была разработана и успешна внедрена технология безрайзерного доступа в скважины. Председатель Европейского отделения ICoTA Алан Тернер на церемонии награждения сказал: «StatoilHydro является неоспоримым лидером в применении этой технологии. Ее использование сделало возможным сокращение

SPE ICoTA 14th European Well Intervention Round Table: The Future of the North Sea took place in Aberdeen, Great Britain, 18-19 November 2008. It was organized by SPE and ICoTA. The event gathered a record-breaking number of delegates and exhibition this year counted 35 exhibitors taking stands.

Keynote Speaker Colin Welsh, CEO of Simmons and Company International Limited delivered a keynote address for which recent events had conspired to make the short term outlook for energy and perspectives. Colin Welsh whom the organizers asked to give a speech in August 2008 thought it would be a fairly straight forward task: crude prices were over \$100 a barrel, all the oil service companies were recording record profits and peak oil was top of the energy agenda. Summer 2008 Colin Welsh could hardly imagine that the world would hit the biggest financial speed bump it has seen for 70 years and energy sector would change out of all recognition. In the last three months crude prices have more than halved and as a consequence the “black gold” extent of production has reduced, demand for equipment and technology dramatically fallen down.

In this decline situation Colin went on to note that “we still need to bring into production the equivalent of ten UK North Seas or almost three Saudi Arabias”.

Colin thinks that exactly SPE and ICoTA with their great experience in the well intervention sector will be pivotal in ensuring that recovery rates are improved and maximized. In this respect StatoilHydro's victory is symbolic: StatoilHydro was awarded for their role in encouraging recent advances in the subsea well intervention sector. The Company's specialists developed and launched riserless light well intervention technology. Chairman of ICoTA European Chapter Alan Turner said: “StatoilHydro is recognised as a leader in applying this type of technology. It has proven cost savings of over 60% in applying this technology instead of utilising conventional semi subs and is

издержек более чем на 60% по сравнению с обычной полупогружной буровой платформой, и компания по праву заслуживает награду Ассоциации за инновации в 2008 году».

Конкретные примеры проведения ремонтных работ на скважинах глубоководного шельфа, применяемые технологии и оборудование были подробно описаны специалистами таких компаний, как BP, Total, Shell U.K. Limited, StatoilHydro, Schlumberger, Halliburton, BJ Services, Expro, Cameron, Vetco, Helix ESG, Island Offshore.

Первый день конференции открыла презентация Ины Хансдал Стротсвик из компании StatoilHydro. В докладе обобщен опыт создания гравийных фильтров на больших интервалах пласта для стабилизации стволов скважин, получения более надежной конструкции низа ствола скважины и решения ряда проблем, связанных с пескопроявлением, таких как эрозия, отделение песка из продукции и его утилизация. Оборудование низа ствола скважин компоновками для контроля за пескопроявлениями без снижения продуктивности скважины, снижения дебита или сокращения объема извлекаемых запасов является трудной и дорогостоящей операцией. Затраты на последующие обработки для сокращения ущерба и будущие ремонты также чрезвычайно высоки. Компании-операторы нуждаются в надежных и эффективных методах по контролю за пескопроявлением. Описанный в докладе опыт проведения капитального ремонта скважины при помощи колтубинга в Норвежском море предполагает осуществление нескольких фаз обработки, включая изоляцию существующего продуктивного пласта за счет продавливания цемента, удаление песка/цемента из обсадной колонны диаметром 24,5 см, перфорацию нового интервала (позиционирование с помощью беспроводного локатора муфт обсадной колонны), установку сборного фильтра и закачку с целью установки гравийного фильтра. Затем в скважине понижается гидростатическое давление, и она вводится в эксплуатацию. Эта операция была произведена одновременно с модернизацией буровой установки на платформе с натяжными опорами, работающей на месторождении Хайдран, что позволило повысить производительность платформы в целом.

В докладе Дэвида Блейна, Read Group Design, описывается разработка и внедрение гидравлически активируемого разобщающегося пакера, его дальнейшее усовершенствование и тестирование для проведения ГРП в скважинах месторождения Валхалл (Норвегия), разрабатываемого компанией BP Norge AS.

Кьелл Тор Несвик, из StatoilHydro озвучил презентацию «Использование гибкой трубы в шельфовом бурении в качестве временной газлифтовой колонны с природным газом». На месторождениях на поздней стадии разработки всегда возникают проблемы, связанные с установкой и поддержанием производительности



a worthy winner of the ICoTA Innovation Award 2008”.

The exact samples of subsea well workover jobs, technologies and equipment applied were detailed presented by the specialists of such companies as BP, Total, Shell U.K. Limited, StatoilHydro, Schlumberger, Halliburton, BJ Services, Expro, Cameron, Vetco, Helix ESG, Island Offshore.

First day of the conference was opened by Ina Hunsdal Stromsvik from StatoilHydro company. In presentation the experience of gravel packing long intervals to stabilize borehole, provide more reliable completions and mitigate sand-related problems such as erosion, surface handling and disposal was described. Installing completions to control sand without sacrificing productivity, flow control or recoverable reserves is challenging and expensive. Costs of subsequent treatments to mitigate damage and future remedial interventions also are extremely high. So operators need reliable sand-control measures. The presentation covered a case history of a demanding coiled tubing workover operation on the StatoilHydro operated Heidrun field in the Norwegian sea. The operation required several treatment phases including abandonment of an existing producing interval with a cement squeeze, sand/cement cleanout from 9-5/8" casing, perforating a new interval (positioning with wireless CCL), installation of a screen assembly and pumping of a gravel pack treatment. Subsequently the well was brought into underbalance and production with excellent



скважины с низким пластовым давлением, особенно после ее консервации. До установки оборудования для механизированной добычи может потребоваться значительное время, что негативно сказывается на производительности скважины за этот период. Для восстановления нормальной производительности в таких проблемных скважинах может потребоваться дополнительное время. Это означает, что традиционный газлифт с использованием азота и гибкой трубы становится неэффективен, поскольку нужна закачка больших объемов азота. В докладе было рассказано об использовании имеющегося природного газа для создания временного подъемного усилия за счет ввода с помощью колтюбинга.

Доклад Алекса МакКея из компании Welltec был посвящен геофизическим исследованиям при проведении ремонтов с использованием канатно-кабельных технологий в скважинах со сложными заканчиваниями. В горизонтальных скважинах и скважинах со сложными заканчиваниями, таких как скважины с большим отклонением от вертикали и многоствольные скважины, использование отработанных технологий капитального ремонта, например колтюбинга, зачастую вызывает дополнительные сложности. Решением может быть применение компьютеризированной системы спуска, известной как канатно-кабельный подъемник для подземного ремонта скважин, который позволил поднять процесс геофизических исследований в скважине на новый уровень за счет возможности работать в тех скважинах, где традиционное канатное и колтюбинговое исследовательское оборудование неэффективно. Возможность одновременно собирать данные и продвигаться вперед со скважинным

results. The operation was performed in parallel with upgrading/maintenance to the drilling unit on the Heidrun TLP and delivered a significant additional contribution to the total platform production.

In presentation of David Blane, Read Group Design, he told about a study of the design and development of a hydraulically expanded isolation packer by READ Well Services for StatoilHydro, and its further enhancement and qualification testing for a particular application in prop fracture stimulation in production wells on the Valhall Field (Norway) operated by BP Norge AS.

Kjell Tore Nesvik from StatoilHydro made a presentation entitled "Case history: Coiled tubing used offshore as temporary gas-lift string with natural gas". As fields progress through mature production phases there are often challenges associated with establishing and maintaining production from wells with low reservoir pressure - particularly after shut-in periods. There can be a significant delay before a permanent artificial lift solution can be installed - this often results in significant missed production over extended periods. These problem wells may require extended lifting periods of days to weeks to be able to re-establish unassisted production. This means that 'conventional' gas lifting with nitrogen and coiled tubing becomes impractical as a consequence of the very large nitrogen volumes required. The presentation described the situation where an initiative was taken to use the available natural gas source to provide temporary lift assistance by injection via coiled tubing.

The article of Alex MacKay from Welltec company was dedicated to logging while tractoring in complex well completions. Horizontal wells and complex completions such as extended reach and multilateral introduce challenges for conventional intervention techniques such as coiled tubing (CT). One answer to this challenge is the intelligent deployment system known as wireline tractoring that provides a breakthrough in logging capability by being able to log successfully where conventional wireline and CT logging tools cannot go. The ability to also gather data while driving forwards with a down hole conveyance device has advantages for some logging systems like Production Logging and down hole cameras. The challenge of gathering logging data on downward logging passes is overcome by the DC powered wireline tractors, which provides a reliable and time-efficient alternative to the traditional tractor techniques.

инструментом имеет преимущества перед некоторыми исследовательскими системами, такими как ГДК и скважинные фотовидеокамеры. Проблема сбора данных в стволе скважины преодолена при помощи канатно-кабельных тракторов с автономным источником питания, которые стали надежной и эффективной альтернативой традиционным тракторным технологиям.

Представляющий компанию Halliburton Ян С. Тудбол рассказал о новой технологии эффективного и безопасного заканчивания под высоким давлением в карстовых залежах месторождения Кашаган в Каспийском море и об удалении цементировочной пробки при помощи колтбюбинга. Скважину бурили на целевой коллектор, который находится под большим давлением в карстовых отложениях. С учетом типа коллектора наиболее экономически целесообразным и эффективным способом заканчивания скважины стала установка хвостовика со щелевыми прорезями для покрытия всего продуктивного пласта. Главной проблемой было предложить способ установки нижней части колонны при одновременном контроле параметров скважины, с последующим переключением жидкости в стволе скважины и установкой верхней части хвостовика, а также пакера для заканчивания скважины в верхней части пласта.

Кен Ньюман из NOV описал опыт применения системы моделирования и мониторинга внутрискважинных работ в полевых условиях. В частности, он рассказал о проведении внутрискважинных работ при помощи колтбюбинга через устье скважины с отклонением в 45 градусов.

В своей презентации Джон Стюарт, ТАМ Северное море, рассказал об опыте применения в Голландии технологии установки разбухающих пакеров при помощи колтбюбинга. Эффективное использование попутно добываемой воды может значительно повысить экономическую эффективность эксплуатации скважины. Колтбюбинг и технология разбухающего пакера были использованы совместно для проведения наземных работ по изоляции заводненного бокового ствола в Голландии. Компания-оператор обратилась к специалистам ТАМ за решением по заканчиванию скважины после предыдущей попытки изоляции бокового ствола, которая закончилась неудачей. Предложенное решение должно было изолировать боковой ствол от хвостовика, изолированного с другой стороны с помощью разбухающего пакера FREECAP I. Изолирующий хвостовик необходимо было запечатать в колонне диаметром 17,8 см до достижения давления 10 МПа при температуре 70 °C.

В целом следует отметить, что мероприятие прошло на высоком уровне, а предложенные новые технологии и оборудование для внутрискважинных работ на подводных месторождениях Северного моря позволят эффективно их эксплуатировать еще в течение долгого времени. ©

Виктория ДРОНОВА, Сергей ТОРПАЧЁВ,
«Время колтбюбинга»

Именно на SPE и ICoTA с их колоссальным опытом внедрения инноваций в нефтесервисе ложится задача по повышению коэффициента нефтеотдачи.

Exactly SPE and ICoTA with their great experience in the well intervention sector will be pivotal in ensuring that recovery rates are improved and maximized.

Representative of Halliburton company Ian C Tudball spoke about the novel rigid setting fluid used to plug a completion string prior to running followed by removal using Coiled Tubing within the Kashagan Field. The well was drilled with the target reservoir interval being a highly pressured Karst formation. With the formation being of this type it was felt that the most economical and efficient way to complete the well was to include a slotted liner to cover the

entire formation interval. The main challenge was to devise a method of running the lower completion string while maintaining well control, then switching well-bore fluids to allow the upper completion to be run and the upper completion packer to be set and tested successfully.

Ken Newman from NOV described the field experience using an intervention wellhead structure modeling and monitoring system. Particularly, he said about a case history of an attempted CT intervention in 43' of water through a wellhead leaning at a 45 degree angle.

The presentation of John Stewart, TAM North Sea, was dedicated to Coiled Tubing and Swellable Packer technology merge in Holland. Effectively managing produced water can bring obvious benefits to the economics of a well. Coiled Tubing and Swellable Packer technology recently merged on a land based operation in Holland to successfully isolate a water producing lateral while allowing production from the mother bore below. The operator asked TAM International to propose a completion solution after a previous attempt to isolate the lateral had proved unsuccessful. The proposed solution was to straddle the lateral with a full bore scab liner, isolated at either end by water swell FREECAP I packers. The scab liner needed to seal in 7" casing to an anticipated pressure of 1500 psi at a temperature of 70 °C.

So on the whole it should be noted that event was carried out on high level and the new intervention technologies and equipment proposed for offshore fields of North Sea will definitely help to make all possible for long and most effective production of hydrocarbons from this main European source. ©

Victoria DRONOVA, Sergey TORPACHEV,
Coiled Tubing Times

IV МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

Oil Gas
conference

18 - 23 мая 2009г.
Россия, г. Геленджик

ОРГАНИЗАТОРЫ:



Некоммерческое партнерство
АСБУР



ООО "Научно-производственная фирма
"Нитро"

“Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития.”

Основные темы конференции:

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- крепление призабойных зон слабосцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;
- зарезка вторых стволов;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин;
- применение колтюбинговых технологий;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

СПОНСОРЫ:



 **Югсон-Сервис**



 **ZIRAX**
Ведущий производитель PelletOil™
(оперативный капитал (прямой) 14-15%)

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

 **Нефть. Газ. НОВАЦИИ**
научно-технический журнал

 **НЕФТЯНОЕ
ХОЗЯЙСТВО**
www.oil-industry.ru

 **Oil & Gas Eurasia**

 **НЕФТЕГАЗОВОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ**
журнал-консультант рынка
НЕФТЕГАЗОВОГО
ОБОРУДОВАНИЯ

 **Neftegaz.RU**

 **НЕФТЬ
КАПИТАЛ**

 **НЕФТЕСЕРВИС**

 **СФБРА
НЕФТЕГАЗ**

 **Coiled tubing
times**

 **ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ**

По вопросам участия обращайтесь:

Tel./fax: +7 (861) 216-83-63 (-64; -65)

E-mail: info@oilgasconference.ru oilgasconference@mail.ru

www.oilgasconference.ru

Кризис проходит... и наступает этап роста Crisis Giving Way to Growth

На состоявшейся в Тюмени в рамках форума «Нефтегазовый сервис и оборудование» пресс-конференции вице-президент группы компаний «Интегра» В.А. Городилов рассказал о том, как одна из ведущих российских сервисных компаний перестраивает свою работу в реалиях мирового финансового кризиса. Фрагменты беседы мы предлагаем вашему вниманию.

Журнал «Эксперт-Урал»: Владимир Александрович, нефтяные компании уже заявляют о том, что будут сокращать свои программы, начиная с разведки месторождений. Хотелось бы понять: есть ли уже прогноз, насколько снизится в результате объем рынка нефтесервиса и что нужно делать? Может быть, уходить в Китай или какие-то другие регионы, чтобы компенсировать потери?

В.А. Городилов: Мы почувствовали, скажем так, не совсем хорошие тенденции еще в июле. В связи с этим президент ГК «Интегра» Феликс Владимирович Любашевский распорядился о разработке мероприятий по реструктуризации. Мы планомерно готовились к этой ситуации. Это не значит, что мы сокращаемся. Мы стали более системно работать с заказчиками, активизировали деятельность в странах СНГ, и это уже приносит результаты. Так, по машиностроительному блоку мы стали прорабатывать выход на зарубежные рынки, вследствие чего мы, с одной стороны, не видим

On the press-conference in Tyumen, which was held as a part of Oil&Gas Service&Equipment Forum, Vice President of Integra Group of Companies V.A. Gorodilov described how one of the leading Russian service companies reorganises its work in reality of world financial crisis. We would like to present you a fragment of this conversation.

Magazine “The Expert Ural”: Vladimir Aleksandrovich, oil companies have already announced their intention to curb all the programs including the exploration. I wonder where there are any predictions on oil service fall and what has to be done about it? May be it's time to explore the market of China and other regions in order to compensate for the loss.

V.A. Gorodilov: We felt the first negative tendencies as early as July. The president of Integra Felix Vladimirovich Lubashevsky immediately ordered to begin the restructuring. We were gradually getting ready for the situation. It doesn't mean that we slim down operations. We enhanced our work with customers and stepped up activity in the CIS countries. And these measures are already paying off. We started studying the

НАША СПРАВКА

По данным консультационной компании Douglas-Westwood, ГК «Интегра» принадлежит 68% рынка нефтесервисного оборудования, около 16% и 3% рынка геофизических и буровых услуг России, соответственно. Более 22 000 ее работников трудятся в регионах Западной Сибири, Урала, Республики Коми, юга России, а также Мавритании, Индии, Бразилии, США. Открыты представительства на Украине, в Азербайджане, Узбекистане, Туркмении.

OUR NOTE

According to consulting company Douglas-Westwood, Integra Group holds 68% of well service equipment, 16% of geophysics jobs and 3% of drilling jobs in Russia. More than 22 000 of its employees work in Western Siberia, Urals, Komi Republic, South of Russia, as well as Mauritania, India, Brazil, USA. Company also has offices in Ukraine, Azerbaijan, Uzbekistan, Turkmenia.

Кабельное спуско-подъёмное оборудование

- Головка для регулировки закачки смазки Enviro™



- 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.elmar.co.uk

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: sales@elmar.co.uk



FIDMASH - ГОЛОВНОЙ ОФИС В МИНСКЕ

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



большой угрозы для нашего бизнеса, хотя, с другой стороны, угрозы существуют всегда. Как говорится: «Надо готовиться к худшему и надеяться на лучшее». Количество заказов в блоке машиностроения позволяет нам более-менее уверенно смотреть в будущее. Относительно нефтесервиса: думаю, что геофизика не даст сбоев в тех объемах, что прогнозируют, что касается всего остального – будем работать.

Журнал «Эксперт-Урал»: Российские компании, выходя за рубеж и начиная там добычу нефти и газа, пользуются сервисом иностранных компаний и отказываются от услуг российских. Хотелось бы понять: с чем это связано?

Количество заказов в блоке машиностроения позволяет нам более-менее уверенно смотреть в будущее.

В.А. Городилов: В 2007 году ГК «Интегра» выиграла в Газпроме тендер и сейчас заканчивает его осуществление. Это одиннадцать буровых установок! В тендере участвовало 14 зарубежных компаний и только две российские: ВЗПТ и мы. Никто не верил, что мы справимся. Однако на сегодняшний день ни по одной из установок мы сроков не сорвали. Относительно зарубежных дел – мы работаем самостоятельно, пытаемся встроиться в систему, имеющуюся в государственном масштабе. Во времена Советского Союза были три кита: компания, оборудование, качество. Ныне такого не прослеживается. Будем надеяться, что все-таки здравый смысл возобладает.

Газета «Континент-Сибирь»: Насколько, на ваш взгляд, удачны меры, объявленные в плане налогового бремени для нефтегазового комплекса? Насколько они эффективны?

В.А. Городилов: Самая первая новация – это решение об уплате НДС частями, то есть во временном факторе его растянули, и это сразу же дало эффект. Если раньше мы были обязаны его платить сразу 100%, то теперь уплата разделена на три равные части и производится в течение следующего квартала за расчетным месяцем. Во-вторых, мне кажется, что более перспективным было бы, если бы у нас заработала, как раньше, система кредитования под оборотные средства. На сегодняшний день мы страдаем не от того, что нас законодательство не устраивает, а от неуплаты нашими заказчиками за выполненные работы. Пока это самая большая проблема. Во всем остальном, думаю, государство делает правильные шаги в этом направлении. Единственное, чего очень не хватает, – адресного финансирования и возможности возвращения того рынка кредитования, который был прежде. ☉

Владимир ПОЛИЩУК, специальный корреспондент «Времени колтюбинга» в Тюмени

opportunities of entering foreign markets. That is why we don't see big threat to our business, though threats exist all the time. It's better to prepare for the worst and hope for the best. The number of orders in engineering sector allows us looking into the future with confidence. As for the oil service, I think that geophysical predictions will be correct and we will be working hard anyway.

Magazine "Expert Ural": While starting oil and gas production abroad, Russian companies use the service of foreign companies and refuse from services of Russian companies. Why does it happen this way?

V.A. Gorodilov: In 2007 Integra won a Gazprom's tender and is now at the end of project realization. The project means 11 drilling units. Alongside 14 foreign companies only two Russian ones took part in the tender. We were one of those two companies. Nobody believed that we could manage it. Yet all the operations at all drilling units were performed in time. As for the foreign affairs, we are an independent company trying to fit into nationwide system. At the time of the Soviet Union

The number of orders in engineering sector allows us looking into the future with confidence.

there were 3 pillars: company, equipment and quality. Unfortunately there is no such thing today. Hopefully common sense will finally prevail.

Newspaper "The Continent Siberia": How successful, in your opinion, are the tax measures in O&G sector? Are they really efficient?

V.A. Gorodilov: The principal change that has already happened is paying VAT in installments. We can pay the sum we had to pay all at once in 3 equal shares. The calculations are done for the next quarters according to the figures of the settlement month. This is the principal thing. Also, I believe that it would be good to return the old system of providing credits for current assets. At the moment we suffer not because we have the wrong legislation, but because our customers fail to pay for the jobs done. That is the biggest problem. As for the rest, I think that our state takes the right steps. The only thing we lack is categorical assistance and the previous credit market. ☉

Vladimir POLISHCHUK, special correspondent of Coiled Tubing Times in Tyumen



6-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН 2009

21-22 мая 2009 г.

Гостиница «Ренессанс Москва»

РЕГИСТРАЦИЯ
ОТКРЫТА!

О МЕРОПРИЯТИИ

Международная Конференция и Выставка посвящены организационному развитию, развитию технологий и оборудования в области бурового и сопутствующих видов сервиса, текущего и капитального ремонта скважин, а также других работ, выполняемых в рамках проектов строительства и ремонта скважин.

Финансово-экономический кризис, разгоревшийся на международном и российском рынках, и сопутствующие ему скачки цен на нефть подсказывают основную задачу конференции 2009 года: обсуждение подходов к сохранению и развитию отрасли строительства и ремонта скважин в условиях кризиса.

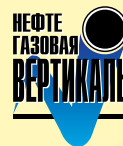
Впрочем, кризис ни в коем случае не отменяет важности чисто технологических вопросов, которым будет традиционно посвящена существенная часть программы.

ПОДРОБНОСТИ, РЕГИСТРАЦИЯ, ЗАЯВКИ НА ВЫСТУПЛЕНИЕ,
БРОНИРОВАНИЕ СТЕНДОВ, НОВОСТИ И МНОГОЕ ДРУГОЕ:

<http://www.inconf.ru>

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР

ОРГАНИЗАТОР



Журнал
«Нефтегазовая Вертикаль»

В ЧИСЛЕ ОСНОВНЫХ ТЕМ:

- Рост стоимости строительства скважин: оптимизация затрат;
- Итоги прошедшего года: объемы и результаты работ, подрядчики и качество сервиса, внедрение технологий и технических средств;
- Планы на 2009-2010 годы: проекты и программы работ;
- Привлечение буровых и капремонтных подрядчиков на новые проекты;
- Развитие супервайзинга: внутренние службы и внешние подрядчики.
- Управление траекторией ствола, геонавигация;
- Строительство многоствольных скважин и КРС резкой боковых стволов;
- Инжиниринг и подбор буровых растворов, сепарационное оборудование;
- Буровые установки, установки КРС: производство и сервис;
- Долота, забойные двигатели, управляемые компоновки;
- Ремонтно-изоляционные работы;
- Освоение скважин и вызов притока.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ СПОНСОР

интерфакс-АНИ
АГЕНТСТВО НЕФТЯНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Тел./факс: (495) 510-5724

Email: drilling@ngv.ru; Website: www.inconf.ru



КОМПАНИЯ GLOBAL TUBING ОТКРЫВАЕТ НОВОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ГИБКИХ ТРУБ В ТЕХАСЕ

В Дейтоне (штат Техас) началось производство гибких труб на новом производственном и сервисном комплексе компании Global Tubing. Компания производит гибкие трубы диаметром от 1,9 до 12,7 см с толщиной стенок от 0,20 до 0,85 см.

Компания также предоставляет услуги по испытанию и ремонту гибких труб.

На территории предприятия находятся пять зданий: административное строение, два производственных павильона с лабораториями, цех по обслуживанию оборудования и учебный центр. Расположенная на территории электроподстанция обеспечивает бесперебойную поставку энергии из первичных трансмиссионных линий.

Компания применяет технологию ротационной сварки трением для соединения гибких труб. Благодаря этой технологии повышается долговечность и надежность соединения, трубы меньше подвергаются электрохимической коррозии.

Global Tubing предоставляет услуги по намотке гибких труб, проверке, внутренней и внешней чистке, защите от коррозии, ремонту, продувке сжатым азотом, гидроиспытанию, установке арматуры и вспомогательных канатов.

«Благодаря строительству нового предприятия наше намерение вывести на рынок высококачественную продукцию и наилучшим образом осуществлять ее обслуживание получит свое практическое воплощение», – отметил С. Роберт Банч, президент и председатель совета директоров Global Tubing.

УНИКАЛЬНЫЙ ЦЕНТР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИННОВАЦИЙ BAKER HUGHES ОТКРЫЛСЯ В ХЬЮСТОНЕ

В Хьюстоне состоялось торжественное открытие второй ступени нового Центра технологических инноваций компании Baker Hughes Incorporated.

Городок Центра технологических инноваций занимает территорию в 56 656 м², из них на научно-исследовательские лаборатории приходится 19 416 м². Открытие первой ступени работы Центра, подразумевавшей запуск исследовательских лабораторий, оборудования для испытания в условиях высокого давления и высоких температур, новейших механических мастерских и цехов по быстрому изготовлению опытных образцов, состоялось в апреле 2008 года. Вторая ступень включает в себя дополнительные административные здания и научно-исследовательские объекты.

«Центр технологических инноваций – это первый и в настоящее время единственный объект в своем роде, в котором можно проводить тестирование опытных образцов оборудования следующего поколения в натуральную величину для добычи и заканчивания при давлении газа более 275 МПа и температуре до 371 °C, – подчеркнул Растон Моуди, вице-президент по технологиям. – Хотя существуют испытательные лаборатории, в которых можно тестировать отдельные компоненты оборудования, ни одна из них не позволяет тестировать системы в натуральную величину и моделировать условия в стволе скважины с объемами газа, которые необходимы для тестирования с такими высокими показателями давления и температуры».

GLOBAL TUBING OPENS NEW COILED TUBING COMPLEX IN TEXAS

Global Tubing's new manufacturing and service complex in Dayton, Texas has begun producing coiled tubing. The company manufactures coiled tubing ranging from 3/4 to 5 in. (1.9 to 12.7 cm) OD, with wall thicknesses ranging from 0.080 to 0.337 in.

The company also provides testing, repair, and other services to users of coiled tubing.

Global Tubing's five-building campus includes a corporate headquarters, two mill operations buildings with laboratory facilities, and two service operations and training facilities. An onsite electrical substation provides clean, uninterruptible power direct from the primary transmission lines.

The company employs a patent-pending friction stir welding process to join strip ends. Benefits of this technology include improved fatigue life, better joint reliability, and less susceptibility to galvanic corrosion, the company says.

The company's service capabilities include complete spooling, inspection, internal/external cleaning, corrosion protection, repair, welding, nitrogen purge, hydrotesting, installation of fittings/accessories, and wireline installation.

"Our commitment to delivering advanced coil tubing technology and unmatched customer service is readily apparent throughout our new facility," says C. Robert Bunch, Global Tubing's chairman and CEO.

BAKER HUGHES HOLDS GRAND OPENING OF PHASE II OF ITS CENTER FOR TECHNOLOGY INNOVATION (CTI)

Baker Hughes Incorporated held the grand opening of Phase II of its new Center for Technology Innovation (CTI). Located on a 14-acre campus in northwest Houston, the CTI consists of 209,000 sq-ft of research and engineering space. Phase I, consisting of research laboratories, xHPHT test facilities, and advanced machining and rapid prototyping shops, was inaugurated in April, 2008. Phase II consists of additional office buildings and research facilities.

"The CTI is the first - and currently, only - one of its kind in the industry, capable of testing full-size prototypes of the next generation of completion and production equipment in a test environment with gas pressure up to 40,000 psi and temperature up to 700 °F," said Ruston Mody, Vice President of Technology. "While there are test facilities that can test individual components at high ratings, none are capable of testing full-sized systems that simulate downhole conditions with the volumes of gas required for such extreme high-pressure and high-temperature testing."

КАЛЕНДАРЬ

www.mioge.ru • www.mioge.com

2009

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ КОМПАНИИ ITE



8-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ»

11 – 13 марта 2009
Анкара, Турция



10-я МОСКОВСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ И ГАЗ»

23 – 26 июня 2009
Москва, Россия



8-я ГРУЗИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ, ГАЗ,
ЭНЕРГЕТИКА И ИНФРАСТРУКТУРА»

2 – 3 апреля 2009
Тбилиси, Грузия



7-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ»

23 – 25 июня 2009
Москва, Россия



КАЗАХСТАНСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ»

28 – 29 апреля 2009
Астана, Казахстан



17-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

6 – 9 октября 2009
Алматы, Казахстан



13-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

12 – 14 мая 2009
Ташкент, Узбекистан



4-я РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА
«МАНГИСТАУ НЕФТЬ И ГАЗ»

3 – 5 ноября 2009
Актау, Казахстан



16-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»

2 – 5 июня 2009
Баку, Азербайджан



14-я ТУРКМЕНИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

17 – 19 ноября 2009
Ашхабад, Туркменистан



ОРГАНИЗАТОРЫ



LLC MOSCOW

ITE LLC MOSCOW: 129164, Москва,
Зубарев пер., дом 15, корп. 1
Тел.: +7 (495) 935 7350, 788 5585
Факс: +7 (495) 935 7351
oil-gas@ite-expo.ru



GROUP PLC

ITE GROUP PLC: 105 Salusbury Road
London, NW6 6RG, UK
Tel.: +44(0) 207 596 5000
Fax: +44(0) 207 596 5111
oilgas@ite-exhibitions.com

CALENDAR 2009

www.mioge.ru • www.mioge.com

ITE INTERNATIONAL OIL & GAS EVENTS



8th TURKISH
OIL & GAS SHOWCASE
AND CONFERENCE

11 - 13 March 2009
Ankara, Turkey



10th MOSCOW
INTERNATIONAL
OIL & GAS EXHIBITION

23 - 26 June 2009
Moscow, Russia



8th GEORGIAN INTERNATIONAL OIL,
GAS, ENERGY & INFRASTRUCTURE
CONFERENCE AND SHOWCASE

2 - 3 April 2009
Tbilisi, Georgia



7th RUSSIAN
PETROLEUM & GAS CONGRESS
alongside MIOGE 2009

23 - 25 June 2009
Moscow, Russia



ASTANA
PETROLEUM SHOWCASE
AND CONFERENCE

28 - 29 April 2009
Astana, Kazakhstan



17th KAZAKHSTAN
INTERNATIONAL OIL & GAS
EXHIBITION AND CONFERENCE

6 - 9 October 2009
Almaty, Kazakhstan



13th UZBEKISTAN
INTERNATIONAL OIL & GAS
EXHIBITION AND CONFERENCE

12 - 14 May 2009
Tashkent, Uzbekistan



4th REGIONAL MANGYSTAU
OIL & GAS EXHIBITION

3 - 5 November 2009
Aktau, Kazakhstan



16th INTERNATIONAL CASPIAN OIL & GAS
EXHIBITION AND CONFERENCE INCORPORATING
REFINING AND PETROCHEMICALS

2 - 5 June 2009
Baku, Azerbaijan



14th TURKMENISTAN INTERNATIONAL
OIL & GAS CONFERENCE

17 - 19 November 2009
Ashgabat, Turkmenistan



ORGANISERS



LLC MOSCOW

ITE LLC MOSCOW: 15, bldg. 1, Zubarev per.
Moscow, 129164, Russia
Tel.: +7 (495) 935 7350, 788 5585
Fax: +7 (495) 935 7351
oil-gas@ite-expo.ru



GROUP PLC

ITE GROUP PLC: 105 Salusbury Road
London, NW6 6RG, UK
Tel.: +44(0) 207 596 5000
Fax: +44(0) 207 596 5111
oilgas@ite-exhibitions.com

НОВЫЕ ЧЛЕНЫ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА NEW MEMBERS OF THE EDITORIAL BOARD



ДЖЕЙМС ФРЕДЕРИК ЧЕРНИК

Родился 11 января 1958 г. Получил степень магистра по специальности «инженер-нефтяник» в Университете Альберты, Канада, в 1987 году.

Профессиональная карьера:

1977–1986 – Domestic and International Well Service and Drilling Companies, мастер по бурению.

1987–1992 – Husky Oil Operations Ltd., управляющий.

1992–1997 – Beta Well Service Inc., вице-президент по международным контрактам.

1997–2001 – Ivanhoe Energy Inc., управляющий директор СЗАО Tura Petroleum.

2001–2003 – Existe (Cyprus) Limited, консультант.

С июня 2003 – Foremost Industries Limited Partnership, вице-президент по продажам и маркетингу.

JAMES FREDERICK CHERNYK

James Chernyk was born January 11, 1958. He became Bachelor of Science in Petroleum Engineering in University of Alberta, Canada, in 1987.

Career synopsis:

Domestic and International Well Service and Drilling Companies, Rig Manager, (1977–1986).

Husky Oil Operations Ltd., Manager of Operations, (April 87–April 92).

Beta Well Service Inc., Vice President, International Operations, (April 92–Jan, 97).

Ivanhoe Energy Inc., Managing Director, CJSO Tura Petroleum, (Jan. 97–Jan. 2001).

Existe (Cyprus) Limited, Consultant, (Jan. 2001–2003).

Foremost Industries Limited Partnership, Vice President, Sales and Marketing, (June 2003 to present).

Coiled/tubing ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 153А
тел.: +7 499 788-91-24, тел./факс: +7 499 788-91-19.

Представительство в Минске: тел.: +375 17 204 8599, тел./факс: +375 17 203 8554; E-mail: редактор – cttimes@cttimes.org, маркетинг и реклама – ts@cttimes.org, подписка – magazine@crkt.ru

«Время колтюбинга» –

единственный специализированный международный журнал, посвященный колтюбингу и внутрискважинным работам в России, США, Европе и Центральной Азии. Стоимость подписки на печатную версию журнала на 2009 год – 2500 рублей. Доступна также электронная версия журнала.

Стоимость подписки на электронную версию журнала на 2009 год – 2500 рублей.

Специальное предложение! Годовая подписка на печатную и электронную версии – 4000 рублей.

ПОДПИСНОЙ КУПОН

Заполните, пожалуйста, купон и отправьте его по факсу: +7 499 788-91-19

Да, я желаю оформить подписку на 2009 год

☐

на печатную версию

☐

на электронную версию

Я желаю подписаться как

Пришлите счет на подписку

☐

юридическое
лицо

☐

физическое
лицо

☐

по факсу

☐

по электронной
почте

Ф.И.О.	
Должность	
Компания	
Адрес	
Город	
Край / область	
Страна	
Индекс	
Телефон	
Факс	
Эл. почта	

Вы можете оформить подписку на журнал «Время колтюбинга», а также 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 153A, Moscow 119017 Russia
Phone: +7 499 788-91-24. Fax: +7 499 788-91-19. Representative Office in Minsk:
tel.: +375 17 204 8599, tel./fax: +375 17 203 8554.
E-mail: editor – cttimes@cttimes.org, marketing and advertising – ts@cttimes.org,
subscription – magazine@crkt.ru

Coiled Tubing Times

is the only specialized International Journal devoted to Coiled Tubing and Well Intervention Equipment and Technologies in Russia, USA, Europe and Central Asia.

Cost of annual print version of Coiled Tubing Times Journal is \$100,00.
E-subscription is available! Cost of annual e-version of Coiled Tubing Times Journal is \$100,00.

Special offer! Annual print subscription + e-subscription is \$160,00.

SUBSCRIPTION COUPON

Please, fill in Coupon and send it by fax: +7 499 788-91-19

Yes, I would like to subscribe to International Coiled Tubing Times Journal for the 2009

☐ for print version ☐ for e-version

I would like to subscribe as

Send the Invoice Subscription

☐ Legal Entity ☐ Natural Person ☐ by fax ☐ by e-mail

First, Last name	
Position	
Company name	
Address	
City	
Region	
Country	
Zip Code	
Telephone 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

НОВЫЕ ЧЛЕНЫ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА NEW MEMBERS OF THE EDITORIAL BOARD



ЕВГЕНИЙ НИКОЛАЕВИЧ ШТАХОВ

Родился 11 февраля 1973 г. В 1990 году окончил среднюю школу и поступил в Краснодарский политехнический институт (в настоящее время Кубанский государственный технологический университет), который окончил в 1995 году по специальности «инженер-механик».

В 2005 году защитил кандидатскую диссертацию по специальности «Технология бурения и освоения скважин».

С 1995 по 1997 год работал на машиностроительном заводе в должности мастера производственного участка.

С 1997 по 2007 год работал в ОАО «НПО «Бурение» в должности инженера, научного сотрудника, старшего научного сотрудника, заведующего лабораторией технических средств для ремонта скважин.

С января 2008 года по настоящее время – заместитель генерального директора ООО «НПП «РосТЭКтехнологии».

YEVGENY NIKOLAYEVICH SHTAKHOV

Y.N. Shtakhov was born on February 11, 1973. In 1990 he graduated from high school and entered Krasnodar Polytechnic Institute (Kuban State Technological University at the moment), where he received diploma of a mechanic engineer in 1995.

In 1995 he defended a candidate's dissertation on "Drilling and Well Development Technologies".

In 1995–1997 he worked as a production line supervisor at a machine-shop.

In 1997–2007 he was an engineer, research officer, senior research officer and head of service equipment laboratory at "Bureniye".

In January 2008 he was appointed as Deputy Director General of "RosTEKtechnologii".