Coiled tubing times
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

научно-практический журнал
scientific & practical journal

№1 (031), Март / March 2010

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

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

ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

Г.А. БУЛЫКА, главный редактор журнала

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

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

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

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

Р. КЛАРК, почетный редактор журнала

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

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

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

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

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

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

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

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

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

VICE PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

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

H. BULYKA, Editor-in-Chief

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

R. CLARKE, Honorary Editor

D. GRIBANOVSKY, First Deputy Director General of NOV Fidmash

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

A. LAPATSENTAVA, Director General of NOV Fidmash

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

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

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

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"

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

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

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

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ
117036 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 425.
Тел.: +7 499 788 91 24, тел./факс: +7 499 788 91 19.
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.
Журнал зарегистрирован Федеральным агентством по печати и массовым коммуникациям РФ.
Регистрационный номер ПИ № 77-16977.

Журнал распространяется по подписке среди специалистов нефтегазовых компаний и профильных научных институтов. Осуществляется широкая персональная рассылка руководителям первого звена.

Материалы, автор которых не указан, являются продуктом коллективной работы сотрудников редакции.
При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время колтюбинга» обязательна.
Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

РЕКЛАМОДАТЕЛИ
РосТЭКтехнологии, ITE LLC, Экспоцентр, Акмаш-холдинг, Краснодарский компрессорный завод, НИТПО, Формост, Фидмаш, NOV Asep Elmar, SPE/ICoTA

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.

Отпечатано в типографии «Зималетто»,
Беларусь, г. Минск
Заказ № 8741

PUBLISHER
Nonprofit Partnership “Coiled Tubing Technologies Development Center”
Director of NP CTTDC Vladimir Shurinov

JOURNAL HAS BEEN PREPARED
FOR PUBLICATION BY
Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal and Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center".

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE
5/1, Pyzhevski Lane, office 425,
Moscow 117036, Russia.
Phone: +7 499 788 91 24, Fax: +7 499 788 91 19.
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.
The Journal is registered by the Federal Agency of Press and Mass Communication of Russian Federation.
Registration number ПИ № 77-16977.

The Journal is distributed by subscription among specialists of oil and gas companies and scientific institutions. In addition, it is also delivered directly to key executives included into our extensive mailing list.

The materials, the author of which is not specified, are the product of the Editorial Board teamwork.
When reprinting the materials the reference to the Coiled Tubing Times is obligatory.
The articles provided in this journal do not necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

ADVERTISERS
RosTEKtekhnologii, ITE LLC, Expocentre, Akmash-holding, The Krasnodar Compressor Plant, NITPO, Foremost, NOV Fidmash, NOV Asep Elmar, SPE/ICoTA

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Первому номеру журнала «Время колтюбинга» 2010 года в полной мере удалось продемонстрировать важную миссию всего проекта: сыграть роль информационного мостика между Западом и Востоком, опровергнув классическое мнение Редьярда Киплинга, что «вместе им не сойтись». В номере представлено практически паритетное число материалов от русско- и англоязычных авторов. Радует, что двуязычный формат издания всецело оправдывает себя.

Билингва и ежедневное обновление ряда рубрик на нашем сайте **www.cttimes.org** помогает русскоязычным специалистам нефтегазового сервиса максимально оперативно знакомиться с актуальными техническими и технологическими инновациями, появляющимися в мире. А для англоговорящих производителей оборудования трудно переоценить возможность на понятном языке узнавать о потенциальных емкостях рынков сбыта в Восточном полушарии.

2010 год принес в нашу отрасль обоснованные надежды. По мнению ведущих аналитиков, уже идет стабилизация нефтегазосервисного рынка, и к 2011–2012 гг. следует ожидать его полного выздоровления. Те же аналитики подсчитали, что с начала кризиса объемы нефтегазосервисного рынка в России упали на 39 -47%. Это очень тревожные цифры, настраивающие сервисные компании, особенно некрупные, на серьезные размышления. В условиях экономии очень важно внедрять как можно более рациональные технологии обслуживания скважин, закупать более надежное оборудование, обучать персонал самым эффективным методикам проведения операций. Во всем этом оказывать информационную поддержку берется наш проект. В том числе и путем широкой персональной рассылки печатной версии журнала руководителям высшего звена нефтегазосервисных компаний.

А производителям оборудования мы обещаем публиковать больше материалов, обобщающих практику использования машин и агрегатов, анализирующих тенденции рынка оборудования, отслеживающих потребности в нем потенциальных потребителей. Кроме того, тем, кто только вознамерился выйти на российский или центральноазиатский рынок, будет полезно ознакомиться с опытом коллег и конкурентов, успешно эти рынки осваивающих.

Замечу также, что «Время колтюбинга» – единственный в России журнал, имеющий право представлять материалы ICoTA (Международной ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам) и осуществлять связь российских сервисников с этой авторитетной организацией.

Наши специальные корреспонденты работают на ключевых конференциях и выставках отрасли в Хьюстоне и Абердине, Москве и Алматы, Ташкенте и Сингапуре. Вы можете познакомиться с ними в процессе этих мероприятий и завязать взаимовыгодные контакты.

Мы ждем вас на форумах нашего сайта и на страницах журнала.

Вместе у нас всё получится!

Рон КЛАРК

EDITORIAL

Coiled Tubing Times Journal managed to use its first issue of 2010 to illustrate in full the vital mission of the project – namely, its role of an information bridge between East and West which challenges Rudyard Kipling's classical lines claiming that 'never the twain shall meet'. The number of materials presented in the issue by Russian and English-speaking authors is close to parity. It is good news to learn that the bilingual version proves its worth.

Bilingual format and daily updating of a range of entries in our **www.cttimes.org** site allow Russian-speaking experts in oil and gas services to get immediate access to the information on state-of-the art technical innovations and technologies introduced the world over. Meanwhile, English-speaking manufactures find it hard to overestimate the opportunity to study the materials on prospective market capacity in the Eastern hemisphere presented in the language they know.

The year of 2010 seems to live up to our aspirations. Top analysts claim the oil and gas services market to be heading for stabilization, with its total recovery to be expected by 2011–2012. According to the same analysts, the Russian oil and gas services market activity has witnessed a 39-47% decline over the crisis period. These figures strike a warning note and set service companies, especially minor ones, for serious thoughts. In the time of cost savings it is vital to introduce the most cost-effective well servicing technologies, to acquire the most reliable equipment and to teach the staff the most efficient operating procedures. Our project undertakes to ensure information support for every step made in this direction. Including by way of personal delivery of the journal printed versions to the senior management of oil and gas service companies.

Keeping in mind interests of equipment manufacturers we undertake to publish more articles aimed at summarizing the practices of machinery and equipment operation, analyzing equipment market tendencies, and tracing the requirements of potential customers. Apart from that, those who have recently decided to enter Russian or Central Asian markets will find it useful to study the professional background of their successful market colleagues and competitors.

Let me also mention that Coiled Tubing Times is the only Russian journal authorized to publish ICoTA (International Coiled Tubing Association) materials and arrange communication between Russian service companies and this reputable organization.

Our special correspondents give coverage to key conferences and exhibitions held in this sphere in Houston and Aberdeen, Moscow and Almaty, Tashkent and Singapore. You have an opportunity to meet them while attending these forums and establish contacts for mutual benefit.

We expect to find your messages in our site forums and our journal columns.

We shall work together to succeed!

Ron CLARKE

содержание

contents

ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ НА СТРАЖЕ СОХРАНЕНИЯ БОГАТСТВ СЕВЕРНОГО МОРЯ

WELL INTERVENTION REMAINS THE KEY TO PRESERVING THE NORTH SEA RESERVES

Журнал «Время колтюбинга» продолжает знакомить русскоязычную читательскую аудиторию с ключевыми представителями отрасли в глобальном секторе. Наш гость сегодня – Лео КУТ, управляющий директор TAQA Britani. В ноябре прошлого года Лео Кут был удостоен чести представлять основной доклад на 15-м Европейском круглом столе по внутрискважинным работам в Абердине.

Coiled Tubing Times sees its mission in covering the most important trends in oilfield services, giving the floor to most successful members of the industry. Our guest today is Leo Koot, Managing Director of TAQA Britani. November last year Leo KOOT had the privilege of being the keynote speaker at the 15th European Well Intervention Round Table in Aberdeen.

Время колтюбинга: Господин Кут, Ваш основной доклад был посвящен ошеломительному успеху TAQA Britani. Расскажите, пожалуйста, нашим читателям, как Вам удалось добиться столь выдающихся результатов всего за один год?

Лео Кут: Когда я начал работу в TAQA Britani, компания была некрупной: всего 7 сотрудников, небольшое арендуемое офисное помещение. Нам сразу удалось заключить контракт с Shell и Esso об управлении значительными активами в северной части Северного моря. Эти активы включали 4 морские платформы, 5 подводных скважин-спутников и 7 шельфовых месторождений нефти. Портфолио обширно, и сейчас прямо и косвенно на компанию трудятся 800 человек. Сначала мы

Coiled Tubing Times: Mr. Koot, in your keynote address you outlined the staggering success of TAQA Britani. Please, tell our readers how the company managed to achieve tremendous success within one year only, booming the Aberdeen community.

Leo Koot: When I joined TAQA Britani, it was a very small company with only 7 people and a small rented office in Aberdeen. We quickly moved on to acquire a bespoke office building on the outskirts of the city and purchased significant assets in the Northern North Sea from Shell and Esso, including 4 platforms, 5 subsea satellites, and 7 offshore oil fields. It's a big portfolio and we now have more than 800 people working for us, directly and indirectly. But initially we weren't established in the UK market. The challenge was to build the organization within 6 months in order to establish full operational status of our assets and gain the confidence of our Board and investors alongside the UK government bodies like Department of Energy and Climate Change and the Health and Safety Executive.

CTT: What were the steps towards achieving this goal?

L.K.: First, I pulled in the right management team. With that team we managed to transit experienced people from Shell to our

НАША СПРАВКА

Национальная энергетическая компания эмирата Абу-Даби TAQA основана в 2005 году. Вовлечена во все сферы деятельности в нефтегазовой отрасли и работает в 13 странах мира – от Индии до Канады, от Абу-Даби до Великобритании. 51 % акций принадлежит департаменту водо- и электроснабжения Абу-Даби. Дочерняя компания TAQA Britani Limited, базирующаяся в Абердине (Шотландия), является нефтегазодобывающей компанией, осуществляющей полный цикл работ.

REFERENCE NOTE

Founded in 2005, the Abu Dhabi National Energy Company PJSC – TAQA - is a global energy company working in upstream, midstream and downstream across thirteen countries from India to Canada and Abu Dhabi to the United Kingdom. It is 51% owned by Abu Dhabi Water and Electricity Authority. Based in Aberdeen, Scotland TAQA Britani Limited, a wholly owned subsidiary is a fully integrated Upstream Exploration and Production company.

не были известны на рынке Великобритании. Ряд обстоятельств поставил перед нами задачу создать надежную организацию всего за полгода и полностью взять управление активами в свои руки. Нам необходимо было доказать свою состоятельность совету директоров головной компании, инвесторам и органам государственной власти Великобритании, таким как департаменту энергетики и изменения климата и Управлению по охране здоровья и безопасности.

ВК: Какие шаги были предприняты для достижения этой цели?

Л.К.: Прежде всего, создание сильного управляющего звена компании. Этой команде удалось привлечь многих опытных сотрудников из Shell. Нам хотелось видеть в своем коллективе как можно больше новых людей, чтобы обеспечить сочетание сложившегося в компании опыта и свежего взгляда на работу, добиться сильной мотивации для достижения общей цели.

ВК: Каковы же были результаты?

Л.К.: В самом начале работы, в декабре 2008 года, производительность наших платформ составляла 20 000–25 000 баррелей в день, сейчас этот показатель достигает 45 000.

ВК: Вы, наверное, очень гордитесь своей командой?

Л.К.: Я чрезвычайно горд своей командой. Наш коллектив очень разносторонен. В него входят технические специалисты, сотрудники кадровой службы, которые сыграли огромную роль в привлечении экспертов из Shell, IT-специалисты, которые создают инфраструктуру и управляют ею. Нас никто не знал в профессиональных кругах Абердина и Великобритании, надо было создать себе имя, репутацию, стать надежной компанией в глазах потенциальных сотрудников, поэтому большое внимание мы уделяли и пиару. В течение последнего года мы выполнили работы по 250 контрактам – представьте себе объем работ для отдела снабжения и юристов. Благодаря правильно построенной корпоративной культуре, наша разносторонняя команда специалистов сосредоточена на достижении единой цели.

ВК: Темой Европейского круглого стола по внутрискважинным работам в этом году является «Возрождение Северного моря». Мы уже затронули вопрос «возрождения», воплощения нестандартных подходов при создании успешной команды. Что важно с технической точки зрения?

Л.К.: Внутрискважинные работы играют определяющую роль в сохранении богатства

Лео Кут родился в Голландии в 1963 году. Окончил Делтфский университет по специальности «инженер-нефтяник». Работал в компании Shell, где занимал целый ряд инженерных и административных должностей в Великобритании, Голландии, Западной Африке и на Дальнем Востоке. С 2000 года являлся сотрудником совместного предприятия Shell и Halliburton – WellDynamics, курировал ряд месторождений Европы, бывшего СССР и Среднего Востока. Возглавлял EDP – частный акционерный энергетический фонд и нефтегазодобывающую компанию. С 2007 года – управляющий директор TAQA Britani Limited. На этом посту всего за один год успешно осуществил переход в актив TAQA Britani четырех крупных месторождений континентального шельфа Великобритании в Северном море, которые прежде находились на балансе Shell и Esso.

Leo Koot was born in Holland 1963. After completing a Masters Degree in Petroleum Engineer at Delft University, Leo joined Shell International as a Petroleum Engineer, quickly working his way to a senior position with project management in UK, Holland, West Africa and the Far East. He joined the Shell & Halliburton JV, WellDynamics, in 2000, with responsibility for the portfolio in Europe, the Former Soviet Union and the Middle East, before moving to EDP as Chief Executive Officer, establishing the company as a private equity energy fund and an E&P operator in the UK. Early 2007 Leo joined TAQA Britani Limited. He has successfully managed the transition of four major UKCS offshore North Sea operated assets from Shell U.K. Limited and Esso Exploration and Production (U.K.) into the TAQA portfolio.

Северного моря. Мы все хотим, чтобы платформы были безопасными и эффективными. Необходима разнообразная номенклатура внутрискважинных работ при максимальном привлечении инновационных технологий. Полагаю, что в Северном море следует шире применять технологию Smart Well (букв. «интеллектуальная скважина»). Меня удивляет, что в Великобритании применение данной технологии ограничено. Многие специалисты региона знакомы с ней, но применяют Smart Well в проектах на Среднем и Дальнем Востоке, иногда в США, но не в Северном море.

ВК: В чем причина? Сказывается влияние географических факторов?

Л.К.: Мне и самому хотелось бы получить ответ на этот вопрос. Географический фактор – одна из причин. Издержки при эксплуатации месторождений Великобритании высоки. Поэтому специалисты неохотно внедряют инновационные технологии. Существует определенный барьер: никто не хочет быть «подопытным кроликом» и использовать ту или иную технологию впервые, особенно с нулевым результатом. Специалисты Северного моря менее открыты к внедрению новых подходов. Это культура, определенный склад мышления. Но я уверен, что обдуманная инициатива в любом случае себя оправдает.

ВК: Как мировой экономический кризис повлиял на отрасль внутрискважинных работ в Северном море?

organization. We recruited and hired new people into TAQA Britani to make sure that we had a healthy mix of institutional knowledge in combination with fresh blood so that people were energized and motivated.

CTT: And what were the results?

L.K.: When we took over December 2008 our platforms were producing 20,000–25,000 barrels per day, and now we're averaging 45,000 barrels per day.

CTT: You must be proud of your team.

L.K.: I'm extremely proud of my team. They're a diverse team. There's a combination of technical experts, HR, which played a very important role in transferring people from Shell, IT, who create and manage infrastructure. We were unknown in the Aberdeen community, in the UK, so we wanted to establish the name, the reputation, to become attractive for people to join TAQA, so there was an intensive PR campaign. We had to execute over 250 contracts during the year, so the supply chain and the legal department had a tremendous amount of work to do. It's a team where everyone is extremely focused on delivering good results.

CTT: The topic of the European Well Intervention Round Table this year is Rejuvenating the North Sea. You've already touched upon the 'rejuvenation' of the workforce – a crucial aspect in achieving good results. What is important from the technical point of view?

L.K.: Well intervention remains the key to preserving the North Sea reserves. We all want to see the platforms safe, efficient and growing. We need a range of well intervention activities, but should be more focused on new technologies. I believe that the Smart Well Technology should be introduced in the North Sea. It's quite surprising that in the UK this technology is limited. What I mean is this technology is developed in the UK – very successfully – but the areas where it is applied are primarily Middle East, Far East, some in the US, but non of them in the North Sea.

CTT: What's the reason? Are there any geographical factors that predetermine this situation?

L.K.: That's something I want to investigate further. Location is one of the reasons. The operating environment in the UK is high-cost. So people are reluctant to use new technologies. There's always a barrier: they do not want to be the guinea-pig and use the prototype with a zero

НАША СПРАВКА	REFERENCE NOTE
Технология Smart Well – одно из основных современных достижений нефтегазодобычи. Она позволяет операторам контролировать, дистанционно глушить или перекрывать участки с недостаточной нефтегазоотдачей без проведения внутрискважинных работ. На первых стадиях разработки данной технологии применялись системы электроуправления и электронные датчики. Со временем сервисные компании отказались от этих систем из-за недостаточной надежности. Инновации в области создания оптоволоконных датчиков и систем гидравлического управления значительно повысили надежность, и спрос на технологию Smart Well неуклонно растет.	Smart well technology is one of the most significant breakthroughs in production technologies during recent years. It enables operators to actively monitor, remotely choke or shut selected zones with poor performance without intervention. During early stages of development, electrical control systems and electronic sensors were applied. However, the service companies abandoned these earlier systems due to their poor reliability. Recently, innovation in fiber optic sensors and hydraulic control systems has significantly improved the reliability, and the market adoption of this new technology is accelerating.

Л.К.: Изменились подходы к ведению бизнеса. За пять лет до кризиса малым компаниям легко было занять свою нишу на рынке Северного моря. Нужно было взять кредит на $50–100 млн, получить лицензию и приступать к разработке месторождения. Определенный риск существовал и тогда: как только скважина пробурена, нужны очередные денежные вливания.

Такую бизнес-модель больше не встретишь в Северном море, потому что банки стали осторожнее в осуществлении кредитной политики. Они финансируют только крупные компании с безупречной кредитной историей, большим опытом успешной работы, высокими техническими и экономическими показателями.

ВК: Какая бизнес-модель будет наиболее эффективна в Северном море в ближайшем будущем?

Л.К.: Думаю, наибольшие перспективы имеют такие компании, как Apache и Talisman. У них большие активы и хорошие результаты. Если говорить в целом, это должна быть компания, которая извлекает максимум прибыли при бережном отношении к ресурсам Северного моря. TAQA уделяет много внимания вопросам «возрождения» месторождений в северной части Северного моря и поддержания экологической безопасности при повышении нефтегазоотдачи пластов.

ВК: Какие технологии будут пользоваться наибольшим спросом в глобальном секторе внутрискважинных работ в ближайшие 5–10 лет?

Л.К.: Мне, как управляющему директору TAQA Britani, хотелось бы взять на вооружение технологии, которые дали бы доступ к небольшим участкам нефтегазоносных пластов, оставшимся нетронутыми в результате неэффективной добычи. Эти участки тяжело детектировать, а еще сложнее извлечь из них углеводороды. Нам нужны технологии, которые позволили бы экономически эффективно получать доступ к этим участкам. Для воплощения подобных проектов нужны внутрискважинные работы, в том числе с использованием колтюбинга, которые позволили бы бурить на определенном небольшом участке. С точки зрения развития внутрискважинных работ интересны также технологии вращательного бурения, новые методики перфорирования и ГРП.

Несомненно, развитие и внедрение технологий – один из важнейших факторов повышения нефтегазоотдачи в Северном море. ◎

Ольга ГАБДУЛХАКОВА, «Время колтюбинга»

on it. There is also a cultural element. I believe the North Sea experts can be less open to new ideas .It's a culture, it's a state of mind. But the right initiative should give a return.

CTT: And how did the global crisis effect the situation in the North Sea well intervention industry?

L.K.: If we look at the business environment in the North Sea, five years before the crisis it was relatively easy for small companies to enter the market. You had to have $ 50–100 mln, promote a license, develop a field and start drilling a well. But it's a high-risk operation, because it's a one-stop deal. By the time the company has drilled its well, it needs another injection of cash.

I think that model is no longer viable in the North Sea, because banks have turned more risk-reverse. They are prepared to fund companies which have strong credit rating, strong technical and commercial background, but new smaller companies may be a big risk.

CTT: Which model will be the most efficient in the North Sea business environment in the coming years?

L.K.: I think the North Sea is best served with companies like Apache – they've done a very good job. Talisman is doing well, their portfolio is impressive. The best model is the type of company, which will deliver maximum value providing the rejuvenation of the North Sea. At TAQA we are investing to rejuvenate our fields in the Northern North Sea and have significantly increased production levels while crucially still maintaining a healthy safety record.

CTT: Speaking about the global well intervention industry, what technologies will be in most demand in the coming 5–10 years?

L.K.: The technologies I would hope to bring forward in the Northern North Sea assets are those that would give us access to the remaining smaller pockets of oil within the basin – more difficult to find and more difficult to extract. We need technologies that would give us answers on how to economically access and flush out this oil. We could use intervention with something like coiled tubing, drilling only into that small pocket. Rotary tubing drilling, new perforating and fracing techniques are also interesting from the well intervention perspective.

Looking at a bigger picture, improved and developing technology is vital to the future of oil recovery in the North Sea. ◎

Olga GABDULKHAKOVA, Coiled Tubing Times

Использование колтюбинговых установок в ОАО «АНК «Башнефть»

The Use of Coiled Tubing Units at Bashneft

О.Т. СЕРДЮКОВ, инженер отдела текущего и капитального ремонта скважин ООО «Башнефть-Добыча»

O.T. SERDUKOV, Workover Engineer, Bashneft-Dobycha

В 1973 году окончил Томский политехнический институт по специальности «поиск и разведка нефтяных и газовых месторождений». Трудовую деятельность начал геологом цеха КРС. Прошел путь от геолога до заместителя генерального директора объединения.

Основной стаж работы связан с Западной Сибирью. Этому суровому краю О.Т. Сердюков посвятил более двух десятков лет. При его непосредственном участии было введено в эксплуатацию более двадцати месторождений на промыслах Нижневартовска, Радужного, Лангепаса, Когалыма.

В настоящее время является инженером отдела текущего и капитального ремонта скважин ООО «Башнефть-Добыча».

Graduated from Tomsk Polytechnic University in 1973, majored in "exploration of oil and gas fields". Started his career in workover department. Since then he has risen from geologist to Deputy General Director. His work experience is linked with Western Siberia. O. Serdukov has devoted more than 20 years of work to this harsh region. He directly participated in bringing into production more than 20 fields in Nizhnevartovsk, Raduzhny, Langepas, Kogalym. Currently, he holds the position of Workover Engineer, Bashneft-Dobycha.

С каждым годом извлечение запасов на месторождениях Башкортостана становится более трудоемким, поскольку происходит истощение нефтяных месторождений, снижается пластовое давление, растет обводненность добываемой продукции. Всё это делает актуальным активное развитие системы новых технологий, способных увеличить объемы добычи. В результате анализа существующего уровня добычи нефти в течение последних лет выявлены основные направления внедрения новых технологий, предназначенных для поддержания скважин в работоспособном состоянии. Первое решение

Every year resources extraction at Bashkortostan fields becomes more challenging due to oil fields depletion, formation pressure decrease and watering of produced output. These pressing factors make active development of new technologies system capable of increasing production volumes a vital issue. Analysis of the existing oil production level, based on the data of recent years, revealed main directions of new technologies introduction. These technologies are meant for maintaining wells in operating conditions. The first decision is to gradually improve the existing conventional technologies. The second option is to revise and replace some technological solutions with new ones.

представляет собой постепенное совершенствование существующих традиционных технологий. Второй путь – пересмотр и замена некоторых технологических решений за счет внедрения новых технологий. Это и предрекло внедрение в производство инновационных технологий по стимулированию притоков и приемистости скважин без бригад КРС с помощью колтюбинговых установок, оснащенных длинномерной гибкой трубой (ГТ).

КРАТКАЯ ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ

История становления сервисного предприятия по ремонту скважин с помощью ГТ в ОАО «АНК «Башнефть» берет начало с приобретения колтюбинговой установки М20 производства СЗАО «Фидмаш» с грузоподъемностью инжектора (механизма подачи трубы) 24 т и создания в декабре 2003 года в Управлении буровых работ п. Кандры специального цеха КРС. Почему в УБР? Основную роль сыграл социальный фактор: сокращение объемов бурения и, как следствие, высвобождение высококлассных специалистов в поселке буровиков Кандры. Переобучение прошло быстро, помогли специалисты соседнего Актюбинского управления канатно-контейнерных и пакерных методов компании «Татнефть», имевшие за плечами уже пятилетний опыт работы с колтюбинговыми установками. Операторы прошли стажировку, не выезжая за пределы России.

В 2004 году поступила новая колтюбинговая установка М1001. С использованием двух установок было отремонтировано 185 скважин в Туймазинском НГДУ, а с 2005 года стали проводиться работы во всех НГДУ «АНК «Башнефть». С приобретением в 2006 году третьей установки МК10Т количество ремонтов увеличилось до 281.

Новое пополнение установками производства «Фидмаш» проходило в 2008–2009 гг. На текущий момент их парк составляет 7 единиц.

На то, что были приобретены практически отечественные (белорусского производства) колтюбинговые установки М20, М1001 и МК10Т, повлияла экономическая оценка проекта и возможность поддерживать их в работоспособном состоянии проще и дешевле по сравнению с импортными аналогами.

ДОСТИЖЕНИЯ

Численность цеха в настоящее время составляет 51 человек. Из них 16 – ИТР. В состав бригады входят: мастер, бурильщик КРС, помощник бурильщика КРС, машинист установки, водитель кислотовоза и водитель вакуумной автоцистерны.

За период работы с 2003 года по настоящее время проведено 2030 ремонтов. Основная их доля приходится на нагнетательные скважины. На добывающем фонде с 2003 года произведено

This prompted the introduction of innovative flow and intake well capacity stimulation technologies without well workover teams, but instead with the help of coiled tubing units.

BRIEF DEVELOPMENT HISTORY

The establishment history of the service company that specializes in well workover with the use of CT at Bashneft originates with the acquisition of a coiled tubing unit M20 manufactured by NOV Fidmash that has an injector (pipe feeding device) load capacity of 53,000 lbs and with the creation of special workover facility at the Drilling Department of Kandry village in December 2003. Why was this facility created within the Drilling Department? It was prompted by a social factor: decrease in the number of drilling operations triggered layoffs of qualified specialists in Kandry (a village primarily populated by drillers). Retraining was expedited by the help of specialists from Actyubinsk department of rope-container and paker methods of Tatneft Company that had a five-year experience of using coiled tubing units. So retraining of operators was made in-house in Russia.

New coiled tubing unit M1001 was purchased in 2004. Using two units, we performed workover at 185 wells of Tuymazinskoe Oil and Gas Production Department (OGPD). Since 2005 well workover operations with CT units have been performed in all OGPD of Bashneft. With acquisition of the third unit MK10T the number of workover operations increased to 281.

New purchases of CT units manufactured by NOV Fidmash were made in 2008–2009. Now we have 7 CT units.

The choice of purchasing almost domestic (made in Belarus) CT units M20, M1001 and MK10T was determined by the economic evaluation of the project and by the possibility of performing cheaper and easier (in comparison with foreign counterparts) technical service operations.

ACHIEVEMENTS

The workover facility now employs 51 specialists. Sixteen of them are engineers. The workover crew consists of a foreman, a workover driller, a workover assistant driller, CT unit operator, an acid-delivery truck driver and a vacuum tank truck driver.

For a period of time from 2003 to present, we performed 2030 well workover operations. Most of them involved injection wells. Ninety-six workover operations have been performed in production wells since 2003, which constituted 4.7 percent of the total. Some operations were performed with the assistance of underground well workover crews who extracted the tubing: its OD (1½") was slightly bigger than that of the locking shoe (1.42"). Fifty operations were connected with workover of the annular space in wells equipped with Sucker Rod Pumping Units (SRPU).

96 ремонтов, что составило 4,7% от общего количества. Часть ремонтов проводилась с участием бригад ПРС, которые извлекали НКТ, так как ГТ имеет наружный диаметр 38,1 мм, что незначительно, но больше диаметра замковой опоры (36 мм), и 50 ремонтов по межтрубному пространству – в скважинах, оборудованных УШГН.

Динамика ремонтов показывает (таблица 1 и рисунок) рост числа работ с каждым годом. Это свидетельствует о востребованности колтюбинговых технологий.

Кроме того, планомерная работа колтюбинга высвобождает бригады КРС для более сложных работ. Расчет экономической эффективности высчитывается как произведение количества ремонтов и разницы стоимостей между КРС и колтюбингом. За прошедший период экономия ежегодно составляла более 30 млн руб.

СЕРВИСНЫЕ ОПЕРАЦИИ

Инженерно-техническими работниками филиала ООО «Башнефть-Геопроект» «Туймазинское управление буровых работ» совместно с ООО «Башнефть-Геопроект» были разработаны и внедрены на месторождениях ОАО «АНК «Башнефть» технологии по комплексной обработке ПЗП нагнетательных скважин с применением растворителей (Миа-пром, СНПХ-7870 и т.д.), кислот (соляной, смеси кислот, СНПХ-9010), а также гидросвабирование скважины (дренирование пласта методом закачки воды и стравливания с использованием энергии пласта). Эффективность работ достигает 96,3%. Основной причиной невозможности стопроцентного охвата нагнетательных скважин является неподготовленность скважин к проведению ремонтов (перекрытие интервала перфорации НКТ, наличие утолщенных переводников в колонне НКТ, наличие упорных пакеров с малым диаметром проходного отверстия).

В нефтяных и скважинах с горизонтальными открытыми стволами были также внедрены технологии по кислотным, пенокислотным и нефтекислотным обработкам.

На нагнетательной скважине № 2529 Александровской площади была проведена комплексная обработка, совмещенная с многоцикловой очисткой пенной системой забоя скважины и ПЗП. После подготовительных работ произвели спуск гибкой трубы (ГТ) с промывкой минерализованной водой уд. весом 1,10 г/см^3 от 0 до 1118,4 м. Обработали пласт растворителем СНПХ-7870 в объеме 4 м^3 при $P_{\text{нач}}$ – 8,0 МПа. $P_{\text{кон}}$ – 7,0 МПа. Реагирование растворителя – 4 часа. Произвели обвязку нагнетательной линии с СД /9-101 аэратором ЦА-320. По схеме прямой промывки с помощью насосного агрегата с расходом пенообразующего

Workover operations dynamics (table 1 and the figure) reveals that the number of such operations increases from year to year. This proves that coiled tubing technologies are in demand.

In addition, regular use of CT technologies allows workover crews to perform operations that are more complex. Evaluation of economical efficiency is made by multiplying the number of workover operations by the difference between the cost of conventional workover operation and operation with CT. The annual savings for the last years amounted to more than 30 million rubles ($1 million).

SERVICE OPERATIONS

Engineers of Tuymazinskoe Drilling Department, which is the branch of Bashneft Geoproject, in cooperation with Bashneft Geoproject have developed and introduced new technologies of the complex bottomhole formation zone (BFZ) treatment of injection wells at Bashneft fields with application of solvents (Mia-prom, SNPH-7870, etc.), acids (hydrochloric acid, acid mix, SNPH-9010) and hydroswabbing of well (drainage by the means of water injection and consequent bleeding using formation energy). Operations efficiency is about 96.3 percent. The main cause of inability to perform workover operations in all injection wells is that some of them are not ready for such kind of operations, namely because of overlapping of perforated interval by the tubing, the presence of reinforced subs in the tubing string, locking packers of small diameter.

В результате проведенных работ приемистость скважины увеличилась с 7,7 м^3/сут до 72 м^3/сут при $P_{\text{зак}}$ = 5,0 МПа.

The set of performed operations resulted in intake well capacity increase from 273 ft^3/day up to 2720 ft^3/day.

Technologies of acid, foam-acid and oil-acid treatment were also introduced in oil wells and wells with horizontal open holes.

In the injection well #2529 of Alexandrovskaya area we performed the complex treatment combined with high-cycle cleaning of well bottomhole and bottomhole formation zone by a foam system. After preliminary operations we lowered CT into the well and performed flushing operation using brine with relative density of 69.28 lbs/ft^3 at the range of depth from 0 to 3670 ft. Next, we treated formation with solvent SNPH-7870 in the amount of 141.25 ft^3. Initial pressure was 1160 psi, final – 1015 psi. Solvent response was 4 hours. We made a connection of injection line with nitrogen unit SD-9/101 using aerator CA-320. Using the method of direct flushing, we activated compressor with the help of pumping unit with the consumption 0.21–0.25 ft^3/s. Next, we replaced

раствора 6–7 л/с запустили в работу компрессор, жидкость в скважине заменили пеной (на 4 м^3 тех. воды уд. весом 1,0 г/см^3 добавили 110 л ПО-6СТ). При выходе пены из затрубного пространства между НКТ и ГТ закрыли кран на тройнике и продолжили закачку пены, что привело к увеличению устьевого давления. При достижении давления до 8,5 МПа произвели разрядку скважины без остановки компрессора и насосного агрегата через колонну НКТ. Циклы по продавливанию пены в пласт и разрядки были повторены еще 3 раза. Во время разрядки скважины наблюдался выход густой темно-коричневой жидкости – эмульсии в объеме 4–5 м^3. Затем произвели промывку скважины до чистой воды. Обработали пласт 12%-м раствором соляной кислоты в объеме 4 м^3 при давлении закачки 50 атм. Реагирование соляной кислоты составило 4 часа. Промыли скважину от продуктов реакции кислоты минерализованной водой уд. весом 1,10 г/см^3. В результате проведенных работ приемистость скважины увеличилась с 7,7 м^3/сут до 72 м^3/сут при P$_{зак}$ = 5,0 МПа.

Впервые с использованием колтюбинговой установки на газовой скважине № 25 Серафимовского месторождения были проведены мероприятия по удалению столба жидкости из забоя и интенсификации притока газа. Работы проводились по следующей схеме.

Опрессовали ПВО и рабочие линии с азотной установкой СД-9/101 на 8,0 МПа. Спустили ГТ в НКТ с продувкой азотом. Продули азотной установкой через затрубное пространство между обсадной колонной диаметром 114 мм и ГТ. Создали противодавление в затрубном пространстве в 2,5 МПа между НКТ и эксплуатационной колонной. Провели кислотную обработку пласта 15%-м

well fluid with foam (141.25 ft^3 of process water with relative density of 62.5 lbs/ft^3 and 3.9 ft^3 of PO-6ST). When foam started to come out of the annular space between the tubing and the CT we shut the valve on a T-bend and proceeded with foam injection, which resulted in wellhead pressure increase. When the value of 1235 psi was reached, we unloaded the well through the tubing string without stopping the compressor and the pumping unit. Cycles of foam injection into the formation and consequent unloading were repeated 3 more times. During well unloading we observed the return of dense deep-brown liquid – emulsion in the volume of 141.25–176.5 ft^3. Subsequently, we performed well flushing-out and treatment of formation with 12-percent solution of hydrochloric acid in the amount of 141.25 ft^3 (injection pressure was 735 psi). Reaction of hydrochloric acid came to 4 hours. Next, we flushed the well using brine with relative density of 69.28 lbs/ft^3 in order to remove acid reaction products. The performed set of operations resulted in intake well capacity increase from 273 ft^3/day up to 2720 ft^3/day (injection pressure = 730 psi).

До обработки дебит скважины по газу составлял: 4000–6000 м^3/сут, а после обработки – 12 000 м^3/сут.

Then the CT was pulled out of hole. As a result, well production increased from 141 300 - 212 000 ft^3/day to 424 000 ft^3/day.

For the first time a CT unit was used in order to remove liquid column from well bottomhole and to perform gas flow stimulation operations in gas well # 25 of Serafimovskoe field. We used the following plan.

раствором соляной кислоты в объеме 6 м³ с добавлением ПАВ ПКД-515 (концентрация 0,5%) при начальном давлении 8,0 МПа. Конечное давление при этом составило 2,0 МПа. Объем продавки технической водой уд. весом 1,00 г/см³ – 1,7 м³. Подняли ГТ и продули ее азотной установкой СД-9-101 в желобную емкость. Через НКТ задавили азотом соляную кислоту в пласт. После реакции кислоты разрядили скважину через НКТ в желобную емкость. При этом вышло 200–300 л продуктов реакции кислоты с пеной. Спустили ГТ с продувкой азотом. Продули азотной установкой через затрубное пространство между обсадной колонной диаметром 114 мм и ГТ. В процессе закачки давление снизилось с 3,0 МПа до 1,5 МПа. Подняли ГТ.

В результате до обработки дебит скважины по газу составлял: 4000–6000 м³/сут, а после обработки – 12 000 м³/сут.

ЗАТРУБЬЕ – ДЕЛО ТОНКОЕ

Ведущими специалистами ОАО «АНК «Башнефть» была разработана программа работ компании на 2008–2011 гг. с помощью колтюбинга по фонду добывающих скважин, оборудованных УШГН на месторождениях Башкортостана.

Программа состоит из пяти разделов.

РАЗДЕЛ 1. ОРГАНИЗАЦИОННО-ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Включает в себя сбор и обработку промысловой информации по всем скважинам, оборудованным

We made a pressure testing of blowout preventer equipment and working lines with nitrogen unit SD-9/101 for 1160 psi. CT was pulled down the tubing string and blown with nitrogen. Next, using a nitrogen unit we purged the annular space between the CT and the 4½" casing string. In the annular space between the production string and the tubing string we created backpressure (365 psi). After that we performed an acid treatment of formation using a 15-percent solution of hydrochloric acid in the volume of 212 ft³ and tamol PKD-515 (0.5 percent strength) with the initial pressure of 1160 psi. The final pressure was 290 psi. The volume of process water with relative density of 62.5 lbs/ft³ used for injection was 60 ft³. The CT was pulled out of the hole and purged with the use of a nitrogen unit SD-9/101. Under nitrogen pressure we injected hydrochloric acid into the formation through the tubing string. After the reaction of acid and foam was over, we unloaded the well through the tubing string. During well unloading we observed the return of reaction products in the volume of 7.1–10.6 ft³. Next, we pulled the CT down the well and blew it with nitrogen. With the help of a nitrogen unit we purged the annular space between the CT and the casing string (4½-in. diameter). During the injection process the pressure decreased from 435 psi to 217 psi. Subsequently, the CT was pulled out of hole. As a result, well production increased from 141,300–212,000 ft³/day to 424,000 ft³/day.

ANNULAR SPACE IS TRICKY

Leading specialists of Bashneft have developed a work program for the company for 2009–2011. It is related to

Таблица 1 – Динамика капитальных ремонтов с использованием установок колтюбинга по ОАО «АНК «Башнефть»

Table 1 – The dynamics of well workover operations with CT units at Bashneft

Год **Year**	**Количество установок** **Number of units**	**Всего ремонтов** **Total number of operations**	**Ремонт добывающих скважин** **Production wells workover**		**Ремонт нагнетательных скважин** **Injection wells workover**			**Ремонт газовых скважин** **Gas wells workover**
			Глинокислотные обработки *Mud acid treatments*	*Солянокислотные обработки* *Hydrochloric acid treatments*	*Комплексные обработки растворитель кислота* *Complex treatments: solvent, acid*	*Растворитель кислота + пенная обработка* *Solvent, acid + foam treatment*	*Комплексные обработки растворитель кислота + виброволновое воздействие* *Complex treatments: solvent, acid + vibrowave action*	*Кислотная обработка* *Acid treatment*
2003	*1*	*4*	-	-	*4*	-	-	-
2004	*2*	*185*	-	*26*	*136*	*2*	*21*	-
2005	*2*	*194*	*6*	-	*162*	-	*25*	*1*
2006	*3*	*281*	-	*1*	*280*	-	-	-
2007	*3*	*309*	-	*3*	*306*	-	-	-
2008	*5*	*465*	*2*	-	*463*	-	-	-
2009	*7*	*592*	*14*	*44*	*534*	-	-	-

УШГН, с оценкой сроков окупаемости и эффективности работ по затрубному пространству. Разработку регламента взаимоотношений и подготовки проекта договора работ колтюбингом по затрубному пространству.

РАЗДЕЛ 2. *ПРОГРАММА ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ И ВНЕДРЕНЧЕСКИХ РАБОТ*

Делится на необходимый объем проведения работ по затрубному пространству на 2009–2011 гг. с равномерным распределением годовых объемов по ОПЗ, очистке лифта и удалению солей и АСПО, а также уточняет количество скважин, требующих в течение года повторных подходов колтюбинга.

РАЗДЕЛ 3. *ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ РАБОТ*

Содержит необходимый объем работ для подготовки колтюбинговой установки МК10Т к работе по межтрубному пространству, корректировке графика движения и организации работ по переподготовке операторов.

РАЗДЕЛ 4. *ТРАНСПОРТ И МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ*

Конкретизирует необходимое количество длинномерной трубы (25,4 мм) на основе планируемых объемов работ на 2009–2011 гг. Знакомит с перечнем необходимого оборудования и затратами на проведение тендеров при закупке колтюбинга и оборудования.

РАЗДЕЛ 5. *ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ*

Дает возможность на презентациях ознакомиться с инновационными технологиями смежных и передовых предприятий ОАО «АНК «Татнефть», «Ринако», СЗАО «Фидмаш», ИК «НАФТАЭКО», ООО «Колтюбинг-Сервис» и т.д.

Первоочередные мероприятия программы выполнены, собрана и обработана промысловая информация по всем скважинам, оборудованным УШГН. Проведена оценка сроков окупаемости и эффективности работ по затрубному пространству. Разработан регламент взаимоотношений и закуплена модернизированная специальная установка МК10Т производства СЗАО «Фидмаш», внедрена технология ремонта скважин колтюбинговым оборудованием по межтрубному пространству без глушения и подъема ГНО.

Технология проведения работ включает в себя подготовительные работы, связанные с фиксированием полированного штока в нижнем положении и откидыванием в сторону головки балансира.

После монтажных работ на устье гибкая труба пропускается в межтрубное пространство через эксцентричное (для исследования) отверстие в

using coiled tubing for operations in producing wells of Bashkortostan fields, which are equipped with SRPU.

The program consists of five sections.

SECTION 1. *PRELIMINARY LOGISTICAL OPERATIONS*

These operations include acquisition and handling of field data about all wells equipped with SRPU together with the data about payback periods and efficiency of operations in the annular space. They also include development of relationship regulations and preparation of the contract project for coiled tubing operations in the annular space.

SECTION 2. *THE PROGRAM OF PILOT, INDUSTRIAL AND INSTALLATION OPERATIONS*

This section specifies the required number of operations with annular space for 2009–2011. There should be a uniform distribution of annual volumes of bottomhole zone treatment operations, production tubing cleaning operations, salts and asphaltenes removal operations. It also defines the number of wells, which need additional applications of coiled tubing in the course of the year.

SECTION 3. *PRIORITY OPERATIONS*

The section describes a set of necessary operations that should be performed in order to prepare coiled tubing unit MK10T for operations in the annular space, adjust the schedule of organization and progress of operators retraining activities.

SECTION 4. *TRANSPORTATION MATERIAL AND TECHNICAL SUPPLIES SERVICE*

This section defines the required quantity of long-length tube (1-in.) based on the number of planned operations in 2009–2011. It also introduces the list of necessary equipment and charges for holding tenders of coiled tubing equipment purchasing.

SECTION 5. *INTRODUCTION OF INNOVATIVE TECHNOLOGIES*

This section gives an opportunity to become familiar with innovative technologies of related and leading companies such as Tatneft, Rinako, NOV Fidmash, NAFTAEKO, Coiled Tubing Service and others.

First-priority measures of the program are accomplished; field data about all wells equipped with SRPU is collected and processed. Data about payback periods and efficiency of operations in the annular space is also acquired. Relationship regulations are developed; special modernized unit MK10T manufactured by NOV Fidmash is purchased; new technology of well workover is introduced. This section implements the use of coiled tubing for workover operations in the annular space without well killing and downhole pumping equipment hoisting.

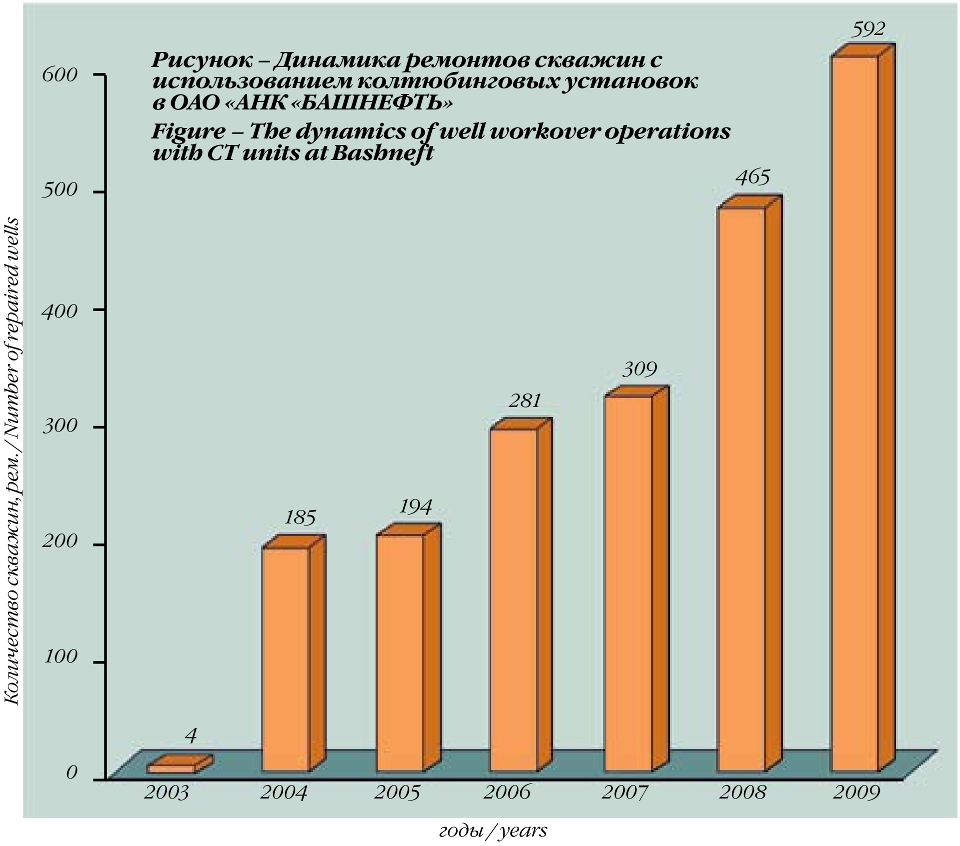


Рисунок – Динамика ремонтов скважин с использованием колтюбинговых установок в ОАО «АНК «БАШНЕФТЬ»

Figure – The dynamics of well workover operations with CT units at Bashneft

устьевой арматуре и при постоянной промывке дегазированной нефтью с добавлением нейтрализатора сероводорода ГТ спускается между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами до нужного интервала. Производится закачка растворителя, который после последующей реакции в течение четырех часов промывается дегазированной нефтью. В зависимости от типа коллектора закачивается соляная или грязевая кислота. После реакции в течение четырех часов и промывки скважины производится подъем ГТ и демонтаж оборудования.

Обработкам подвергались скважины с производительностью по жидкости от 0,2 до 4,6 $м^3$/сут при обводненности – от 9 до 67%, т.е. дебит по нефти составлял в основном от 0,1 до 1,8 т/сут. До проведения ОПР с использованием установки колтюбинга мероприятия по интенсификации на этих скважинах силами бригад КРС не проводились. Изменение в сторону увеличения дебита нефти по ним составило от 1,2 т/сут до 5,6 т/сут.

БЫЛО И ТАКОЕ

После проведения обработки скважины № 156 Шафрановского месторождения и запуска ее в работу было обнаружено отсутствие подачи. Геофизические исследования показали негерметичность колонны НКТ. Очевидно, это было связано с тем, что при добыче высоковязкой нефти данного месторождения (389,54 сП) указанный дефект был закольматирован, а в процессе обработки при промывке нефтью и растворителем негерметичность восстановилась.

Особенность ОПЗ на скважине 1201 аг заключалась в том, что данная скважина вскрыла пласт горизонтальным стволом длиной 35 м. Обработка растворителем и соляной кислотой проводилась по всей длине путем СПО ГТ. Проблем с проходом ГТ в горизонтальную часть ствола не было.

Следует также обратить внимание изготовителей на ряд неудобств и замечаний, выявленных в процессе эксплуатации колтюбинговых установок и не требующих больших затрат при их устранении:

- недостаточная рабочая зона щетки

Technology of performed operations includes preliminary operations, associated with fixation of the polished rod in the lower position and casting towards the horsehead.

After being assembled on the wellhead, CT is passed into the annular space through an eccentric (for examination) hole in the wellhead control equipment. Next, we perform continuous flushing of CT using degassed oil with Mesuco-Sorb addition and simultaneously lower it between the production string and the tubing string until reaching the necessary interval. Later we inject solvent and after a 4-hour reaction flush it out with degassed oil. Then, depending on the type of collector, we inject hydrochloric or mud acid. After a 4-hour reaction we flush the well, pull the CT out of hole and dismantle equipment.

We treated wells with fluid productivity from 7.07 to 162.5 ft^3/day and watering from 9 to 67 percent, i.e. oil output was mainly between 220.5 and 3970 lbs/day. Before making experimental and industrial development with a coiled tubing unit, no flow stimulation operations with the help of workover crew were carried out in these wells. The increase in oil output was between 2645 lbs/day and 10,140 lbs/day.

SOME CASE STUDIES

After performing treatment of well # 156 at Shafranovskoe field and putting it into operation, we detected the absence of feeding. Geophysical survey showed that the tubing string was leaky. Obviously, this

FOREMOST

Канадская компания «Формост Индастриз ЛП», основанная в 1965 году, является одним из мировых лидеров по производству высококачественного оборудования для нефтегазовой промышленности, а также строительства водозаборных скважин, разведки полезных ископаемых, геофизической промышленности и охраны окружающей среды.

«Формост» - это:

- Колесные и гусеничные снегоболотоходы различной грузоподъемности
- Буровые установки для бурения стандартными бурильными трубами
- Гибридные колтюбинговые 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, бурильные трубы с обратной циркуляцией

Мы работаем на российском рынке с 1968 года. Высококвалифицированные специалисты и сервисный центр в РФ позволяют нам оказывать скорую и всестороннюю поддержку заказчикам. За дополнительной информацией о продукции и услугах компании обращайтесь в наше Московское представительство.

Формост

Московское представительство «Формост (Кипр) Лимитед» 119180, РФ, Москва, ул. Малая Полянка, д. 12А, офис 11-12
Тел.: +7 (495) 234-95-69, Факс: +7 (495) 234-98-16
E-mail: foremost@comail.com
Web-site: www. foremost.ca (доступна русская версия)

стеклоочистителя кабины оператора;
- отсутствует розетка 220V;
- счетчик трубы и датчик угла поворота имеют один привод, в случае отказа привода – показания неправильные и там, и там;
- отсутствуют дублирующие манометры на инжекторе;
- недостаточная освещенность рабочей площадки;
- отсутствуют откидные площадки для обслуживания инжектора и вертлюга.

ДЕЛО – ТРУБА

Важной составляющей инструмента, используемого в колтюбинговых операциях, является длинномерная гибкая труба, жизненный ресурс которой оказывает существенное влияние на цикл непрерывной работы и стоимость технологических операций колтюбинга.

Основные причины износа ГТ в процессе эксплуатации:
- циклический изгиб в сочетании с давлением внутри трубы;
- коррозия металла;
- трение о стенки скважины при спуско-подъемных операциях.

Значительное время ремонта ГТ связано с отсутствием опыта, технологии и приспособлений для ее сварки. Наработка ГТ до ее замены в 2004 году на установке М20 составила 78 спуско-подъемных операций, на установке М1001 – 94 операции, при этом труба ремонтировалась (сварочные работы, вырезание «худых» участков) на М20 – 19 раз, на М1001 – 17 раз.

В 2005 году были закуплены два бунта канадской ГТ производства Quality Tubing. Наработка составила по установке М20 – 56 скважино-операций при 21 ремонте ГТ, по установке М1001 – 96 скважино-операций при 23 ремонтах ГТ.

Как видно из приведенной на с. 20 таблицы 2, труба, приобретенная у ЗАО ТД «МТК», производства ОАО «Уралтрубмаш» имеет в 1,5–2 раза меньшую наработку, чем труба производства Tenaris (США) и Quality Tubing (США).

В декабре 2007 года при 22-м подъеме ГТ производства ОАО «Уралтрубмаш» произошел слом и полет трубы длиной 870 м. Вследствие этого была привлечена бригада Ишимбайского УПКРС для извлечения ГТ из ствола скважины. При подъеме ГТ из ствола скважины затяжек, прихватов инструмента и механических повреждений не было. Слом произошел из-за низкого качества стали, что привело к усталостному износу металла.

СРЕДНЯЯ НАРАБОТКА ПРОИЗВОДСТВА:
- по ОАО«Уралтрубмаш» – 189 876 м (55 спуско-подъемов). До первого дефекта 19 СПО.
- Tenaris (США, Хьюстон) – 241 618 м (77 спуско-

was connected with the fact that during production of extra-heavy oil at this field (389.54 cP) that leak was mudded, but during the process of treatment and flushing of well with oil and solvent the leak was restored.

The feature of bottomhole zone treatment in the well # 1201 was that this well struck the formation, having formed a 115 ft horizontal hole. The treatment of this well was performed using solvent and hydrochloric acid along the full length of the wellbore by means of CT trips. No problems with passing the CT into horizontal section were detected.

Manufacturers of CT units should pay attention to the following inconveniences and problems that were discovered during operational process and which do not need huge costs for their elimination:
- the working area of the wiper blade of the control room windshield is too small;
- there is no 220V socket;
- pipe meter and steering angle data transmitter have the same drive. In case of drive failure, both devices give incorrect data;
- there are no backup pressure gages on injector;
- working station has poor lightning;
- there are no tipping floors for injector and gooseneck maintenance.

THE TUBING ISSUE

The main part of the equipment used during coiled tubing operations is coiled tubing itself, whose lifetime greatly affects the cycle of continuous operations, as well as the costs of technological operations with CT.

The main causes of CT fatigue during operational process are:
- cyclic bending in combination with the inner pressure in the tube;
- metal corrosion;
- wall friction during well trips.

The significant CT repair time is due to the lack of experience, technologies and tools for tube welding. Before it was changed in 2004, CT lifetime of M20 unit was up to 78 trips, on M1001 unit – 94 trips. During this period the tube would have been repaired (welding operations, removal of “bad” sections) 19 times of M20 unit and 17 times of M1001 unit.

In 2005 we purchased two Tenaris coils. CT lifetime in this case was up to 56 trips (21 repair operations) for M20 unit and 96 trips (23 repair operations) for M1001 unit.

As one can see from the table 2 given below, the lifetime of CT manufactured by Uraltrubmash, which was purchased from MTK, is 1.5–2 times shorter than that of the CT manufactured by Tenaris (USA) and Quality Tubing (USA).

In December of 2007 during the 22-d trip of CT manufactured by Uraltrubmash a break of the tube 2,854 ft long tube occurred. Consequently, we had to recruit the crew from Ishimbayskoe department of well

подъемов). До первого дефекта 40.1 СПО.
- Quality Tubing (США, Техас) – 227 200 м (76 спуско-подъемов). До первого дефекта 48.7 СПО.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам проведенных работ колтюбинговым оборудованием по нагнетательным и нефтяным скважинам (при ремонтах или затрубному пространству) на месторождениях ОАО «АНК «Башнефть» можно отметить следующее:
- при сравнении показателей проведения работ традиционным методом и колтюбинговой установкой по стимуляции нагнетательных или нефтяных скважин (межтрубное пространство) наблюдается сокращение продолжительности в 3–4 раза и стоимости в 2 раза, что свидетельствует о преимуществе колтюбинга;
- в связи с тем что колтюбинговые установки выполняют большой объем работ по восстановлению приемистости на нагнетательных скважинах, происходит высвобождение бригад КРС для производства более сложных ремонтов скважин, таких как восстановление цементного камня за эксплуатационной колонной, аварийные работы и т.д.;
- колтюбинговая установка с ГТ диаметром 25,4 мм может успешно применяться для интенсификации добычи нефти путем обработки ПЗП эксплуатационной скважины через межтрубное пространство;
- к сожалению, диаметры отверстий на наконечнике ГТ и их общая пропускная способность не позволяют провести освоение скважины после обработки (например, пенное освоение). Возможно, необходимо проведение ОПР с увеличением пропускной способности ГТ, что одновременно позволит снизить рабочее давление;
- при ОПЗ добывающих скважин по межтрубному пространству исключается подъем глубиннонасосного оборудования, т.е. снижается его износ;
- появляется возможность проведения работ без глушения, а также полного комплекса работ при ремонте горизонтальных скважин;
- экологическая безопасность при проведении работ;
- высокая культура производства.

Однако на сегодняшний день широкие возможности использования колтюбинговых установок полностью не реализованы. Это связано как с недостаточной комплектацией наземного и подземного оборудования, так и с полной загрузкой имеющихся колтюбинговых установок на выполнение достаточно простых операций (промывка, обработка нагнетательных скважин растворителями и кислотами и т.п.).

workover for removing the CT from the wellbore. During the process of pulling the CT out of hole no mechanical damage, pipe drags or tools freezing were detected. The break has occurred because of the poor quality of steel, which caused metal fatigue.

THE AVERAGE LIFETIME OF CT MANUFACTURED BY:
- Uraltrubmash – 622,952 ft (55 trips). 19 trips took place before the first defect was detected.
- Tenaris (USA, Houston) – 792,709 ft (77 trips). 40.1 trips took place before the first defect was detected.
- Quality Tubing (USA, Texas) – 745,406 ft (76 trips). 48.7 trips took place before the first defect was detected.

CONCLUSION

According to the results of completed operations with coiled tubing equipment in oil producing and injection wells (during well workover operations or operations in the annular space) of Bashneft the following should be stated:
- comparison of indices of conventional flow stimulation operations in oil producing and injection wells (annular space) and the same operations with coiled tubing units shows the reduction of operations duration by 3–4 times and operation costs by 2 times. This is the evidence of coiled tubing benefits;
- as CT units carry out a huge number of intake capacity recovery operations, some workover crews become free to perform more complex operations, such as cement recovery behind the production string, emergency operations, etc.;
- CT unit with 1" CT can be successfully applied to performing oil flow stimulation operations by means of BFZ treatment of production well through the annular space;
- unfortunately, diameters of the holes on the CT nose and their total capacity do not allow to perform recompletion of well after treatment (for example, foam completion). Perhaps, we need to conduct experimental and industrial development of CT with increased capacity, which immediately will allow a decrease of working pressure;
- during BFZ treatment of producing wells through the annular space there is no need to pull out pumping equipment, i.e. its wear decreases;
- there is an opportunity to perform operations without well killing and to perform the full complex of operations during horizontal wells workover;
- operations provide environmental safety;
- high production standards.

However, today high possibilities of using CT units are not fully realized. This is due to both poor configuration of ground and downhole equipment and full load of available CT units in simple operations (flushing operations, treatment of injection wells with solvents and acids, etc.).

Таблица 2 – Сводная таблица наработки ГТ
Table 2 – A summary table of CT lifetime

Наименование, поставщик Name, supplier	Длина, м Length, ft	Тип установки Unit type	Толщина стенки, мм. Wall thickness, inches	Дата поступления ГТ Date of CT arrival	Количество Number			Кол-во СПО до первого дефекта Number of trips before the first defect was detected	Окончание эксплуатации End of operation	
					Скважин Wells	Спуско-подъемов Trips	Спуско-метров Feet		Дата Date	Причина (износ, обрыв и т.д) Cause (wear-out, break, etc.)
TENARIS, США Установлена на заводе ФИДМАШ TENARIS, USA Installed by Fidmash	2300 7546	M20	3 0.11811	21.11.03	76	79	258 237 847,234	20, по зав.шву на гл. 1134 м 20, along the weld. seam. at the depth of 3720 ft	08.11.04	Полный износ Wear-out
TENARIS, США Установлена на заводе ФИДМАШ TENARIS, USA Installed by Fidmash	1800 5905	M1001	3 0.11811	02.2004	102	102	306 087 1,004,222	82	27.11.04	Полный износ Wear-out
Quality Tubing, США Закуплена через ФИДМАШ Quality Tubing, USA Purchased through Fidmash	3000 9842	M20	3 0.11811	14.11.04	55	56	231 088 758,162	23	29.08.05	Полный износ Wear-out
Quality Tubing, США Закуплена через ФИДМАШ Quality Tubing, USA Purchased through Fidmash	2300 7546	M1001	3 0.11811	23.12.04	96	96	248 675 815,862	47	05.10.05	Полный износ Wear-out
Quality Tubing, США ООО «Техмашинвест» Quality Tubing, USA Tehmashinvest	3000 9842	M20	2,77 0.10906	07.10.05	83	83	290 442 952,893	24 По зав.шву 24 Along the weld. seam	11.09.06	Полный износ Wear-out
Quality Tubing, США ООО «Техмашинвест» Quality Tubing, USA Tehmashinvest	2300 7546	M1001	2,77 0.10906	09.10.05	70	70	197 268 647,204	33	29.05.06	Полный износ Wear-out
ОАО «Уралтрубмаш» ООО «Торговый дом «Лукойл» ЗАО ТД «МТК» Uraltrubmash Lukoil firm TDK MTK	2300 намотали 1900 7546 (6233 on a coil)	M1001	3 0.11811	31.05.06	79	79	204 216 670,000	25, слом на 770 м 25, break at the depth of 2526 ft	11.12.06	Полный износ Wear-out
Quality Tubing, США Установлена на заводе ФИДМАШ Quality Tubing, USA Installed by Fidmash	1800 5905	MK10T	2,77 0.10906	06.06.06	72	72	196 206 643,720	56 Слом на 1015 м 56 Break at 3330 ft	12.12.06	Полный износ Wear-out
ОАО «Уралтрубмаш» ООО «Торговый дом «Лукойл» ЗАО ТД «МТК» Uraltrubmash Lukoil TDK MTK	2650 8694	M20	3,0 0.11811	17.09.06	34	34	157 437 516,525	15 2100 м 15 6889 ft	16.01.07	Полный износ Wear-out
TENARIS, США «интеркомплект» TENARIS, USA Intercomplect	3000 9842	M20	3,18 0.1252	19.01.07 (намотали) 19.01.07 (coiled)	65	65	286 728 940,708	25 Слом на 2100 м 25 Break at the depth of 6889 ft	01.10.07	Полный износ Wear-out
TENARIS, США «интеркомплект» Сращивали 1000 м TENARIS, USA Intercomplect Joined 3280 ft	2000 6561	MK10T	3,18 0.1252	16.12.06	93	93	198 229,8 650,357	10, слом на 1205 м 10, break at the depth of 3953 ft	10.01.08	Полный износ Wear-out
TENARIS, США «интеркомплект» TENARIS, USA Intercomplect	1800 5905	M10	3,18 0.1252	12.12.06	70	70	195 236 640,538	31 Слом на 8 м 31 Break at the depth of 26 ft	06.08.07	Полный износ Wear-out
ОАО «Уралтрубмаш» ЗАО ТД «МТК» Сращивали 250 м Uraltrubmash TDK MTK Joined 820 ft	2000 6561	M10	3,0 0.11811	Намотали 08.08.07 Coiled 08.08.07	63	63	178 894 586,922	16, трещина на 1147 м 16, crack at the depth of 3763 ft	04.02.08	Полный износ Wear-out
ОАО «Уралтрубмаш» ЗАО ТД «МТК» Uraltrubmash TDK MTK	3000 9842	M20	3,0 0.11811	Намотали 06.10.07 Coiled 06.10.07	44	44		22 Авария 22 Accident	21.03.08	Полный износ Wear-out

ООО ОЗНА – Западная Сибирь HS – 70^{тм}СМ^{тм} OZNA – Western Syberia HS – 70^{тм}СМ^{тм}	2000 6561	МК10Т	3,18 0.1252	Намотали 10.01.08 Coiled 10.01.08	87	87	231 407 759,209	47 150 м 47 492 ft	09.10.08	Полный износ Wear-out
ООО ОЗНА – Западная Сибирь HS – 70^{тм}СМ^{тм} Срастили в начале 250 м OZNA – Western Syberia HS – 70^{тм}СМ^{тм} In the beginning joined 820 ft	2000 6561	М10	3,18 0.1252	Намотали 06.02.08 Coiled 06.02.08	70	70	216 806 711,305	54 362 м 54 1187 ft	01.10.08	Полный износ Wear-out
ООО ОЗНА – Западная Сибирь HS – 70^{тм}СМ^{тм} OZNA – Western Syberia HS – 70^{тм}СМ^{тм}	3000 9842	М20	3,18 0.1252	Намотали 23.03.08 Coiled 23.03.08	52	52	240 224 788,136	Без ремонта With no repair	Без ремонта 06.10.08	Для 2-х новых установок For two new units
ООО «ТУБР» TUBR										
Quality Tubing, Канада Установлена на заводе ФИДМАШ Quality Tubing, Canada Installed by Fidmash	2600 8530	МК10Т-1	3,0 0.11811	10.05.08	91	91	254 573 835,213	51 Слом на 637 м 51 Break at 2089 ft	02.03.09	Полный износ Wear-out
Quality Tubing, Канада Установлена на заводе ФИДМАШ Quality Tubing, Canada Installed by Fidmash	2600 8530	МК10Т-2	3,0 0.11811	24.05.08	96	96	284 588 933,687	38, трещина на 1690 м 38, crack at 5544 ft	28.03.09	Полный износ Wear-out
Филиал ООО «Башнефть-Геострой» «ТУБР» Branch of Bashneft-Geostroi, TUBR										
Quality Tubing, США Закуплена через ФИДМАШ Quality Tubing, USA Purchased through Fidmash	3000 9842	М20	3,0 0.11811	07.10.08	84	84	402 787 1,321,479	61, трещина на 515 м 61, crack at 1689 ft	В экспл. In operation	–
Quality Tubing, США Закуплена через ФИДМАШ Quality Tubing, USA Purchased through Fidmash	2300 7545	М10	3,0 0.11811	03.10.08	61	61	165 619 543,369	48, трещина на 60 м 48, crack at 196 ft	5.06.09	Полный износ Wear-out
Quality Tubing, США Закуплена через ФИДМАШ Quality Tubing, USA Purchased through Fidmash	2300 7545	МК10Т	3,0 0.11811	12.10.08	67	67	179 584 589,186	58, трещина на 520 м и 648 м 58, crack at 1706 and 2125 ft	16.06.09	Полный износ Wear-out
Precision Tube Technology, США, закуплена через «Машсервис» Precision Tube Technology, USA, Purchased through Mashservice	2130 6988	МК10Т	3,0 0.11811	18.06.09	22	22	80 256 263,307	–	В экспл. In operation	–
Precision Tube Technology, США, закуплена через «Машсервис» Precision Tube Technology, USA, Purchased through Mashservice	2100 6889	М10	3,0 0.11811	09.06.09	28	28	82 559 270,862	–	В экспл. In operation	–
Precision Tube Technology, США, закуплена через «Машсервис» Precision Tube Technology, USA, Purchased through Mashservice	2300 7545	МК10Т-1	3,0 0.11811	03.03.09	57	57	146 190 479,625	–	В экспл. In operation	–
Precision Tube Technology, США, закуплена через «Машсервис» Precision Tube Technology, USA, Purchased through Mashservice	2300 7545	МК10Т-2	3,0 0.11811	31.03.09	45	45	122 160 400,787	–	В экспл. In operation	–
Quality Tubing, США Установлена на заводе ФИДМАШ Quality Tubing, USA Installed by Fidmash	2100 6889	МК10Т-3	3,0 0.11811	04.07.09	19	19	63 755 209,169	19 Слом на 1622 м 19 Break at 5321 ft	В экспл. In operation	–
Quality Tubing, США Установлена на заводе ФИДМАШ Quality Tubing, USA Installed by Fidmash	2600 8530	МК1002 (труба 25мм) МК1002 (tube 25 mm)	3,0 0.11811	04.07.09	13	13	40 638 133,326	–	В экспл. In operation	–

WEATHERFORD В РОССИИ: ДВИЖЕНИЕ ВПЕРЕД

WEATHERFORD IN RUSSIA: GOING FORWARD

Время колтюбинга: Прежде всего, расскажите, пожалуйста, нашим читателям об истории деятельности компании Weatherford в России. Как долго компания присутствует в регионе, какое количество сотрудников представляют Weatherford в России и странах бывшего Советского Союза?

Детлеф Босс: Начать хотелось бы с упоминания о глобальном статусе нашей компании: Weatherford International Ltd (WFT:NYSE) – одна из крупнейших компаний в мире, представляющих услуги нефтегазового сервиса в сегменте разведки и добычи. Международная сеть компании включает в себя более 50 000 сотрудников, 730 сервисных баз, 87 производственных объектов и 16 научных и учебных центров. В целом мы представлены более чем в 100 странах мира. Предлагаемые нами продукты и услуги охватывают весь жизненный цикл скважины, включая бурение, оценку, заканчивание, добычу и КРС. Стоит отметить, что все работы на территории стран бывшего СССР осуществляются региональной командой Weatherford, а на сегодняшний день это порядка 10 000 человек, работающих в России, Украине, Казахстане, Азербайджане, Грузии и Узбекистане. В России компания присутствует с 2002 года, а свою деятельность начала с предоставления стандартных услуг, таких как спуск обсадных колонн и НКТ, аренда бурового оборудования, ловильные операции и повторный вход в скважину, различные виды стимуляций и производство химических реагентов. Последнее предлагается нашей дочерней компанией Clearwater, имеющей представительство и в России. Таков был наш старт. Сегодня предлагаемый нами спектр услуг насчитывает более 20 видов нефтегазосервисов, включая все виды услуг по бурению и проведению внутрискважинных операций. Что касается услуг, проводимых через НКТ, то первая производственная база на территории России/СНГ была открыта

Блейк ХАММОНД, руководитель глобального департамента аварийно-ловильных работ через НКТ, Майк РОССИНГ, руководитель департамента ловильных и фрезеровочных работ через НКТ, и Детлеф БОСС, руководитель департамента внутрискважинных работ через НКТ по региону стран бывшего СССР, рассказывают корреспонденту журнала "Время колтюбинга" об успешном опыте применения технологий работ через НКТ компании Weatherford в России.

Blake HAMMOND, Global General Manager Thru-Tubing, Mike ROSSING, Global PSLM Thru-Tubing Fishing & Milling, and Detlef BOSS, Product Line Manager Intervention Services Thru Tubing FSU Region, tell CTT correspondent about Weatherford Thru-Tubing Product Line successful experience in Russia.

Coiled Tubing Times: First of all, please tell us some words about the history of Weatherford in Russia. How long is the company in this market, how many people represent Weatherford in Russia and FSU Region?

Detlef Boss: At first, we need to start with the global approach of the company – Weatherford International Ltd (WFT:NYSE) is one of the largest diversified upstream oilfield service companies in the world. Our global network includes more than 50,000 people, 730 service bases, 87 manufacturing facilities, and 16 technology and training centers in more than 100 countries. Our products and в Аксае (Казахстан) еще в 1999 году. В 2003 была открыта база в Актау, которая на данный момент и является основной. Поначалу там работал всего лишь один сотрудник – это был я, сейчас же там постоянно трудятся семь специалистов по проведению операций через НКТ. В прошлом году было принято решение о выводе подобных услуг на российский нефтесервисный рынок: наша первая производственная база открыта в Оренбурге в июле 2009 года.

Блейк Хаммонд: Несмотря на то что в составе компании примерно 70 баз, предоставляющих услуги в осуществлении операций через НКТ по всему миру, первая подобная база в России была открыта лишь недавно. Конечно, мы планируем расширять свое присутствие здесь и в дальнейшем – в Западной Сибири и других регионах России, однако сейчас мы сосредоточили усилия на том, чтобы заложить прочную основу данной деятельности. Открытие новой базы в Оренбургской области должно стать нашей отправной точкой.

Д. Босс: Стремление выйти в регион Западной Сибири определяется желанием быть ближе к нашим клиентам. Пока работы там могут осуществляться силами оренбургской базы, параллельно с предоставлением услуг и в самом Оренбурге, но нашим следующим шагом на пути развития станет расширение географии присутствия.

ВК: В мае 2009 года компания Weatherford выкупила сервисные подразделения ТНК-ВР. Что данная сделка может означать для компании Weatherford, каким образом она смогла повлиять на положение компании на рынке нефтесервиса России? По некоторым оценкам доля Вашей компании на рынке увеличилась в два раза и сегодня составляет 2%.

Б. Хаммонд: Суть поглощения одной компании другой всегда сводится к следующему: необходимо наличие двух заинтересованных партнеров, один из которых ищет возможность продать, а второй – купить. Основным стимулом для ТНК-ВР стало понимание того, что их основная миссия – добыча нефти и газа из недр земли. Развитие же технологий, способных существенно помочь в достижении поставленных задач, в рамки данной миссии не входит. Компания Weatherford, в свою очередь, стремилась к развитию инфраструктуры в России с целью более эффективного осуществления собственных задач. И это действительно закономерно для компании Weatherford: мы должны лучше понимать нужды заказчика. Расширяя спектр своей деятельности в России по примеру того,

Блейк Хаммонд
Blake Hammond

services span the lifecycle of a well, including drilling, evaluation, completion, production and intervention. We need to mention that all company operations in the former Soviet Union countries are managed through Weatherford FSU Region Team and today we are about 10,000 people in the Region with operations in Russia, Ukraine, Kazakhstan, Azerbaijan, Georgia, Uzbekistan. In Russia we operate since 2002 and started with the standard services for Weatherford like Tubular Running Services, Drilling Rental Tools, Fishing and Re-Entry services, Engineered Chemistry for oil and gas sector based on the Weatherford's daughter company – Clearwater which is also represented in Russia. It was our start. Today we can offer more than 21 different kinds of oilfield services to our clients, including the whole range of drilling and workover services. As far as the thru-tubing line is concerned, we started our first base within our Russia/CIS region in Aksai, Kazakhstan in 1999. In 2003 we opened the base in Aktau, which is our main base right now. We started with one person there – me, and now we have 7 full-time thru-tubing personnel working there. Last year we made a decision to enter the Russian market with this kind of service and opened our first Russian base now in Orenburg last July.

как это ежедневно происходит в других регионах мира, Weatherford открывает перед российскими добывающими компаниями возможность существенно повысить эффективность добычи.

ВК: Работая в России, встречаете ли Вы на своем пути трудности? Я полагаю, что у Вас за плечами богатый опыт работы в разных уголках мира. В чем заключаются отличия России, Казахстана и других стран бывшего СССР в этом отношении?

Б. Хаммонд: Конечно, языковой барьер и особенности заключения контрактов могут вызывать определенные трудности, но по существу наши клиенты по всему миру ничем друг от друга кардинально не отличаются. Они все хотят получить отдачу от того, за что платят, а платить они готовы тому, кто способен действовать эффективно и рационально. Трудности существуют, но они не выходят за рамки того, с чем мы сталкиваемся по всему миру. Большинство скважин круглые, глубокие, с высокими температурами, низким давлением на забое и опасными газами внутри, в каждой их них есть какие-либо проблемы и сложности, которые мы способны устранить. Этим мы и занимаемся, а при правильном подходе достигаем положительных результатов. Мы работаем в сфере внутрискважинных работ, потому что нам нравится приводить в порядок скважины, пробуренные и оставленные много лет тому назад, и которые, по мнению специалистов, по-прежнему должны эксплуатироваться.

Д. Босс: В Казахстане основной технической трудностью является присутствие сероводорода, как правило, в сочетании с высокими температурами. В других регионах мира обычно встречается либо одно, либо другое, но их сочетание – это действительно проблема.

ВК: Как Вы оцениваете уровень подготовленности российских специалистов и их опыт внедрения новых технологий?

Майк Россинг: Российская промышленность занимается подобного рода деятельностью так же долго, как и другие страны. Конечно, существуют новые разработки и технологии, требующие специальной подготовки персонала. Российские специалисты начинают подготовку, имея уже очень прочную базу знаний и отличное понимание процессов, происходящих в скважине, во многом они даже в авангарде. Каждый член команды – от наиболее опытных до только что принятых на работу сотрудников – проходит стандартные программы подготовки и повышения

Blake Hammond: Although we're operational with our Thru-Tubing business across roughly 70 bases in every continent, we've only recently launched our first Thru-Tubing base in Russia. Certainly, we have plans for further expansion into Western Siberia and other areas within Russia, but at present we're primarily focused on laying a solid foundation from which to grow in our new location in the Orenburg Region.

D. Boss: Our expansion plans to Western Siberia are based primarily on a desire to be closer to that client base. That work can be supported from Orenburg in the short-term while servicing our Orenburg based clients but our next step will involve expansion.

CTT: In May Weatherford bought oilfield services division of TNK-BP. What does this acquisition mean to Weatherford, how did it contribute to the position of Weatherford in Russian oilfield service market? According to some estimates, the share has doubled, and now it constitutes 2 per cent.

B. Hammond: The overall dynamic in any acquisition is similar; you have to have two willing partners – one looking to sell, and one looking to buy. Overall, the driver from TNK-BP's perspective was a belief that what is core to them is getting oil and gas out of the ground not developing technology that brings efficiency to that process. From the Weatherford's perspective, we needed to expand our infrastructure in Russia in order to more effectively deploy what is core to us. It's really a logical progression for Weatherford – we need to be closer to client's demands. It's a great opportunity to start deploying the solutions we deploy in oil and gas fields around the world on a daily basis and add value to Russian clients.

CTT: Is it challenging for you to work in Russia? I believe you have an experience of working in other regions of the world. In what way is it different in Russia, Kazakhstan – in the FSU Region?

B. Hammond: Certainly language barriers and the contractual side can be challenging, but fundamentally our clients are the same all over the world. They want value for what they pay for, and they want to pay somebody to do things effectively and efficiently. But at the end of the day, while there certainly are challenges, they are not challenges beyond what we face in other areas around the world. Most of the wells are round, deep, dark, hot, have low bottom-hole pressures and nasty gasses in them and квалификации, поскольку фундаментальная профессиональная подготовка – это требование, предъявляемое нами ко всем специалистам. Наш принцип обучения проведению операций через НКТ является международным стандартом и невзирая на имеющийся опыт каждый наш сотрудник проходит такого рода обучение. Наши учебные центры в России гарантируют, что абсолютно все наши сотрудники вооружены тем набором знаний, который необходим для применения технологий и услуг компании Weatherford.

ВК: Какие технологии Weatherford нашли наиболее широкое применение в России?

М. Россинг: Любая компания в рамках каждого отдельно взятого рынка старается продвигать и продавать только самые лучшие технологии. Поскольку наша компания работает по 47 направлениям нефтегазового сервиса, то даже на краткое описание всех лучших технологий понадобился бы целый день. По правде говоря, широта применения или популярность не могут являться основополагающими факторами использования технологий, поскольку каждая из них разработана для решения какой-либо конкретной задачи, поэтому внимание стоит обращать, прежде всего, на результаты работы, качество и безопасность применения.

Стоит, пожалуй, остановиться на самых интересных. OverDrive™ – это система механизации буровой, установленная по всему региону, применяемая как на наземных, так и на морских буровых установках; системы бурения на обсадной колонне; системы расширяемых трубных элементов, как, например, ремонтные пластыри для обсадных труб MetalSkin™, а также прочие уникальные расширяемые системы и технологии, используемые для заканчивания скважин и ремонта обсадных труб. В сегменте направленного бурения большой интерес со стороны наших клиентов в России вызывает роторная управляемая система Revolution™. Если же говорить о наших технологиях проведения операций через НКТ, то здесь стоит отметить технологии фрезерных работ, ловильных операций с применением ГНКТ и технологий промывки скважин. Мы также наблюдаем значительные возможности для применения технологий изоляции ствола скважины. Данные технологии были разработаны с целью решения задач по ремонту повреждений обсадной колонны, стимуляции притока и водоизоляции. Например, наши системы изолирующих ремонтных накладок/пластырей позволяют за одну СПО осуществлять ремонт корродированных участков труб. Спуск оборудования может осуществляться на кабеле,

Майк Россинг
Mike Rossing

they have a problem of some type we're challenged to fix. That's what we do and, like anything else, when that is your focus you tend to get good at it. We're in the intervention business because we like to fix wellbores the drilling department left behind years ago but that production engineers want to keep producing.

D. Boss: In Kazakhstan the main technical challenge is related to the H_2S, usually combined with high pressure. In other parts of the world you get either this or that, but the combination is rather challenging.

CTT: What about the level of expertise of the Russian specialists and the level of implementation of new technologies?

Mike Rossing: The Russian industry has been doing this for as long as anyone else has been doing it. Sure there are new developments that exploit technology and that we must train people on. But the Russian specialists come into that training with very solid fundamentals and a foundation, an understanding of the wellbore that takes a back-

Детлеф Босс
Detlef Boss

скользящей муфте или ГНКТ при минимальном ограничении внутреннего диаметра, при этом всё оборудование является полностью извлекаемым.

ВК: А что можно сказать о гидроразрыве? Известно, что компания Weatherford вышла на российский рынок ГРП в начале 2008 года, осуществив ввоз парка нового оборудования для ГРП.

М. Россинг: Совершенно верно, мы успешно осуществляем работы по гидроразрыву пласта (ГРП) для нескольких ведущих нефтегазодобывающих компаний.

ВК: А если говорить о мировом рынке, какие технологии внутрискважинных работ, по-вашему, являются наиболее перспективными? На какие технологии будет наблюдаться наибольший спрос в ближайшем будущем?

М. Россинг: Хотя наибольшую популярность снискало применение технологий фрезерования, я считаю, что самые широкие перспективы роста нашего бизнеса – технологии внутрискважинных работ и работы через НКТ/ГНКТ – сосредоточены

seat to no one. We have a standard training and competency program we put everyone through. From the most experienced hand to the new hire, our foundational training is a requirement for everyone. Our Thru-Tubing training is a standard that is set globally and that we put everybody through, regardless of their experience level and our Training Centers in Russia are helping to ensure that all of our personnel, be they Russian or otherwise, are all armed with the skills they need to execute our solutions.

CTT: What technologies are most widely implemented by Weatherford in Russia?

M. Rossing: Let's say that any business tries to push and sell the best technologies for this or that specific market. As our company works in 47 different service directions and it could take a day to discuss all the best technologies. Frankly speaking, the width and popularity couldn't be the key estimations for technologies as each and every technology was created to solve the exact problem and main indexes here are the performance results, job safety and quality.

I'd like to highlight probably the most interesting ones like OverDrive™ – the system for rig mechanization, implemented all over the region for offshore and onshore rigs, drilling with Casing systems, Solid expandable technologies like MetalSkin™ casing patches and other unique expandable systems for completions and casing repair. For directional drilling services I'd say that today the Rotary Steerable System Revolution™ is of a very high interest within our clients in Russia. As for our Thru-Tubing business, milling work, coiled tubing fishing and well cleanout are the most common applications. We do, however, see a significant opportunity for applying the wellbore isolation technologies we've developed addressing our client's casing remediation, stimulation, and water shut-off problems. Our One-Trip straddle patch systems, for instance, can be used to patch corroded sections of tubular, they can be set on electric line, slick line or coiled tubing with minimal ID restriction, and they are fully retrievable.

CTT: What about fracturing? Weatherford is known to have entered the Russian hydrofracturing market in early 2008, having imported a new hydrofracturing fleet into the country.

M. Rossing: Correct, and we successfully perform fracturing jobs in Russia for several key oil production market players.

вокруг сектора интенсификации и касаются операций, упрощающих задачу кислотного гидроразрыва, а также ГРП с применением песка и углерода, используя которые, мы обеспечиваем селективную изоляцию и осуществляем выборочную стимуляцию скважин. Этот сегмент, скорее всего, ожидает наибольший рост в будущем.

ВК: Мы традиционно задаем гостям нашего журнала вопрос о сложившейся ныне экономической ситуации, а также интересуемся прогнозами по поводу ее развития и влияния на рынок внутрискважинных работ. Каково Ваше мнение по этим вопросам?

М. Россинг: Я думаю, что самое ужасное уже позади. Мировой финансовый кризис затронул каждого, а его эффект был ощутим во всех уголках земного шара. Однако сейчас мы наблюдаем тенденцию возвращения клиентов. Нам поступает большее количество заказов. Мы сталкиваемся с некоторыми трудностями, но сохраняем положительное восприятие действительности и движемся только вперед.

Б. Хаммонд: Примерно год тому назад, с падением цен на энергоресурсы, большинство наших клиентов по всему миру стали как можно скорее сворачивать многие проекты по бурению. Скорость, с которой они отреагировали на негативные явления, была просто поразительной.

Д. Босс: Я бы сказал, что события развивались довольно предсказуемо: кризис не настолько сильно ударил по сектору внутрискважинных работ, поскольку все наши клиенты не просто в одночасье перестали бурить, а перенаправили свои усилия на уже существующие скважины.

Б. Хаммонд: Некоторые технологии внутрискважинных работ серьезно пострадали от экономической нестабильности. Однако после шагов по значительному сокращению объемов бурения наступает время, когда наши клиенты, сделав глубокий вдох, задают себе вопрос: «На чем мы сосредоточим свои усилия, двигаясь дальше?» Мы считаем, что они станут направлять большую часть имеющихся ресурсов на сохранение тех объемов производства, которых удалось достичь за последние пять успешных лет в сфере бурения. Посмотрим, что из этого выйдет, но я считаю, что благодаря такой корректировке внутрискважинный бизнес имеет все предпосылки рассчитывать на рост в дальнейшем.

Вела беседу Ольга ГАБДУЛХАКОВА, «Время колтюбинга»

CTT: Speaking about the global market, which well intervention technologies do you find most promising, and which ones are likely to be in most demand in the near future?

M. Rossing: While the most highly utilized technologies revolve around the milling applications, I think the largest growth segment for our business – the intervention and coiled tubing tools – revolve around stimulation – the tools that aid clients in acid fractures and sand carbon fracturing of wells, where we provide selective isolation, and selectively stimulate those wells. That will probably be the largest growth market.

CTT: We traditionally ask our interviewees about the present-day economic environment, and the forecast about the development of the situation and its impact on the well intervention market. What are your opinions?

M. Rossing: I think that the worst of it is behind us. The worldwide credit crisis has hit everyone and the effect has been felt in every part of the world. We're seeing now, however, that our clients are coming back and are asking us to do more work. We're meeting the challenges on the one-by-one basis, but we maintain a positive outlook going forward.

B. Hammond: About a year ago, as the prices fell, most of our clients around the world responded overwhelmingly by shutting down drilling projects as quickly as they could and it was amazing to see just how fast they can react to it.

D. Boss: I would say that this is the classic thing I would see: the intervention side is not as dramatically affected by the crisis, because all of our customers stopped drilling at once but they've refocused their efforts on their existing wells.

B. Hammond: There are intervention applications that were injured in that process, but as our clients take a deep breath after their efforts to dramatic scale back their drilling programs, there comes a time when they ask, “what will our focus be going forward?” We believe they're going to focus a greater percentage of their existing resources on maintaining all the production that they've generated during this unparalleled 5-year run on the drilling side of the market. We'll see how that plays out – but I believe the intervention side of our business is well positioned to capitalize through this correction.

Olga GABDULKHAKOVA, Coiled Tubing Times

ТО, ЧТО ЕЩЕ ВЧЕРА КАЗАЛОСЬ НОУ-ХАУ, СЕГОДНЯ СТАНОВИТСЯ ОБЫДЕННОЙ ПРАКТИКОЙ

WHAT SEEMED TO BE KNOW-HOW YESTERDAY IS NOW WIDELY-USED

Наш собеседник – Константин БУРДИН, технический руководитель по ГНКТ, Шлюмберже Лоджелко Инк.

Today we are talking to Konstantin BURDIN, Technical Director CT, Schlumberger Logelco Inc.

Время колтюбинга: Константин Валерьевич, компания «Шлюмберже» является флагманом в деле инноваций для нефтегазового сервиса. Не секрет, что для всякой технологии настает момент, когда она перестает быть ноу-хау и становится общедоступной практикой. Как происходит эта метаморфоза с технологиями от Шлюмберже?

Константин Бурдин: Все технологии марки «Шлюмберже» запатентованы, и в патентах не оговорен «срок хранения». Внутри компании существует концепция пяти последних разработок (NT5), на которую и делается акцент как на уникальные технологии Шлюмберже, не имеющие аналогов. Прежде чем применять их на скважинах наших заказчиков, технологии проходят различные стадии апробации и опытно-промышленные испытания. Только после проведения всех испытаний и экспертиз мы предлагаем их заказчику. Как показывает наш опыт, требуется порядка пяти лет, чтобы аналогичные технологические решения появились у наших уважаемых коллег-конкурентов.

ВК: Наверное, при нынешней интенсивности обмена информацией очень трудно хранить технологии в секрете?

К.Б.: Безусловно, в современном мире эксклюзивная «жизнь» любой технологической

Coiled Tubing Times: Mr. Burdin, Schlumberger is the flagship company when it comes to innovative oilfield services technologies. But it is common knowledge that any technology always reaches a certain stage in its development when it ceases to be know-how and becomes easily accessible.

новинки очень коротка. Всё, что смог придумать и воплотить в жизнь один инженер, сможет повторить другой, и здесь определяющими факторами становятся затраченные ресурсы и время.

ВК: В структуре Вашей компании эффективно работают многочисленные научно-исследовательские центры. У некрупных сервисных компаний таких центров нет. Что бы Вы посоветовали небольшим компаниям: ограничиться набором несложных услуг или, пусть с опозданием, но осваивать уникальные операции, разработанные крупными компаниями?

К.Б.: Я ни в коем случае не хочу недооценивать небольшие сервисные компании, сегодня они создают серьезную конкуренцию на рынке. В России такое направление, как колтюбинг, стремительно развивается: если в 1998 году было всего 46 колтюбинговых установок, то ныне их счет достигает полутора сотен. Естественно, определенная доля этого рынка принадлежит некрупным компаниям, в первую очередь благодаря сравнительно невысоким ценам оказываемых услуг, а международным компаниям довольно непросто с ними конкурировать. Шлюмберже, например, тратит колоссальные средства на научные разработки, обучение персонала, безопасность проведения работ. Естественно, ценообразование у нас формируется несколько иначе, чем у компаний, которые имеют одну колтюбинговую установку и специализируются на одном виде ремонта. А что касается новых технологий, то вчерашнее ноу-хау зачастую уже сегодня становится обыденной практикой. Яркий пример – промывки скважин с применением азота. Это достаточно сложная операция, требующая определенных навыков персонала и специального оборудования. Сегодня ее способна выполнить практически любая российская сервисная компания. Хотя совсем недавно не все даже понимали, каким образом выполнять данные работы.

ВК: Очевидно, экономический кризис, дыхание которого продолжает ощущаться, вносит определенные коррективы в рыночную тактику даже таких крупных компаний, как «Шлюмберже»?

К.Б.: Наша стратегия претерпела определенные изменения, но развитие и внедрение

▶

How does this process work for technologies by Schlumberger?

Konstantin Burdin: All Schlumberger-labeled technologies are proprietary and the patent does not prescribe a particular shelf-life time. There is a concept of the 5 new technologies in the company. This concept is the one we place focus on, as there are 5 technologies that are indeed unmatched. Before being used at well sites of our clients, they undergo pilot projects and only after all thorough tests and evaluations are finished we offer the technologies to our clients. As experience shows it takes our respected colleagues and competitors approximately 5 years to introduce similar solutions to the market.

CTT: It must not be easy to keep proprietary information secret with all the intensive information exchange, is it?

K.B.: Absolutely, in today's world “unique life” of any technological solution is quite short. Anything developed and brought into life by one engineer can be just as successfully done by another engineer and the drivers here are the invested effort and time.

CTT: There are numerous research and development centers working as part of your company. Smaller oilfield services do not have such centers. In this regard, what would you recommend that these smaller companies do: limit the scope of offered services to simple ones or, irrespective of time lag, embark on new unique technologies offered by bigger brothers?

K.B.: On no account would I underestimate small oilfield services companies as they create considerable competition today. Coiled tubing industry is developing extremely fast in Russia: back in 1998 there were only 46 coiled tubing units, now the number of CT units is around 150. Naturally, certain market share is held by small companies, mostly due to reasonably low prices for offered services, and international companies sometimes find it quite challenging to share this market. Schlumberger for instance makes enormous investments in research work, personnel training, work safety. Therefore, price policies of our company differ from those in companies which operate only one coiled tubing unit and specialize in one particular type of service. As for new technologies, know-hows of yesterday are likely to be in extensive use today. A good example is well

▶

инновационных технологий и поддержание высочайшего качества оказываемых сервисных услуг остается безусловным приоритетом. В целом компания «Шлюмберже» успешно преодолела объективные трудности 2009 года и уверенно продолжает бизнес в настоящее время.

ВК: В каком направлении, по Вашему мнению, будут развиваться технологии нефтесервиса? На научных конференциях говорят про акустическое воздействие на пласт и волновые методы повышения нефтеотдачи пласта.

К.Б.: Всё новое – хорошо забытое старое. Существуют фундаментальные труды и вузовские учебники времен СССР, где основы этих технологий изложены достаточно подробно. Во многом применение тех или иных технологических решений зависит от конкретных месторождений и специфики задач, которые ставит заказчик.

ВК: А в каких направлениях планирует развивать колтюбинговые технологии компания «Шлюмберже»?

К.Б.: Что касается колтюбинга, то это, прежде всего, связь с забоем в режиме реального времени. Мы провели скрупулезный анализ достаточно серьезных аварий, произошедших при использовании колтюбинга, причем не только компанией «Шлюмберже», но и другими компаниями в разных частях мира. Большинство аварий произошли при первичном спуске ГНКТ. Связаны они либо с резким перепадом давления, либо с наличием посторонних предметов в скважине. Учитывая синусоидальный изгиб ГНКТ, оператор способен реагировать на сложившуюся ситуацию только спустя некоторое время, когда зачастую уже бывает поздно, то же самое касается давления. Поэтому одна из последних разработок нашей компании – технология ACTive, позволяющая в режиме реального времени получать и интерпретировать данные с забоя скважины для оптимизации комплекса операций, проводимых с использованием ГНКТ (подробнее об этом читайте в журнале «Время колтюбинга» № 4 за 2009 год. С. 52–62). Получение данных с забоев скважин во время проведения всех видов работ позволяет принимать оперативные решения, что значительно увеличивает эффективность и снижает риски проведения работ на скважинах.

cleanout with acid application. This is a rather difficult solution, which requires certain skills and special equipment. Nowadays practically any oilfield service company in Russia can offer this service, even though it was not so long ago that some people didn't even understand the process.

CTT: It is obvious that the economic crisis, the breath of which is still felt, continues to alter market strategies of even such big companies as Schlumberger, isn't it?

K.B: Our strategies have undergone certain adjustments, but development and implementation of innovative technologies and maintaining the high standards of rendered oilfield services keep being our top priority. In general, Schlumberger has successfully overcome challenges of 2009 and keeps demostrating good performance.

CTT: What are the prospective lines of development for oilfield service technologies, in your opinion? Scientific conferences now herald acoustical stimulation of formation and wave methods of production enhancement.

K.B.: Everything old is new again. There are fundamental studies and soviet time university textbooks which provide quite precise description of these technologies. Application of any given technological solution is largely determined by characteristics of formation and tasks that the client assigns us.

CTT: And in what direction does Schlumberger intend to develop coiled tubing segment?

K.B.: As for coiled tubing it is first and foremost real time connection to bottomhole. We have carried out thorough analysis of rather serious failures related to coiled tubing operations, what is more we have given consideration to not only Schlumberger operations but also those conducted by other companies from different parts of the world. Most failures occured while running coiled tubing in the hole for the first time. They were attributed to either pressure surge or the fish. Due to CT sine tortuosity operator can only react to the existing situation after a while, when it is too late sometimes, the same is true about pressure. That is why one of the latest developments of our company is the technology ACTive, which allows to collect data from bottomhole in real time and

Следующая тенденция – это повышение надежности оборудования. Мы к оборудованию предъявляем высочайшие требования, которые распространяются и на наших поставщиков колтюбингового оборудования.

В области наземного оборудования сейчас ведется ряд разработок по геофизическому исследованию скважин, в частности, начинает быть востребованным оборудование для уже упоминавшейся технологии ACTive и других наших технологий, которые в ближайшее время, думаю, появятся на рынке.

Весьма актуальным остается вопрос колтюбингового бурения, которое в России, кроме Сургутнефтегаза, практически никто не осуществляет, хотя многие операторы в нем заинтересованы. Очень перспективной темой остается и бурение на депрессии.

Востребованы разработки систем телеметрии для бурения скважин малого диаметра (порядка 60 мм).

Появляется все больше скважин с горизонтальным окончанием, требующих исследований, – в России стали активно развиваться геофизические исследования с колтюбингом. Компания «Шлюмберже» уже предоставляет в России колтюбинг, оснащенный геофизическим кабелем.

ВК: А что Вы думаете о гибридном ремонте скважин, когда традиционные и новые технологии совмещаются?

К.Б.: Совмещение сервисов очень перспективно и прежде всего из-за сокращения времени ремонта. Представьте себе ситуацию: несколько сервисов предоставляются комплексно при одном подходе бригады на скважину. Например, технология AbrasiFRAC, пескоструйная перфорация, ГРП, освоение скважины – всё за один подход и операционный цикл!

ВК: Что бы Вы пожелали нашему журналу?

К.Б.: В последнее время в журнале «Время колтюбинга» стало появляться больше прикладных статей, представляющих интерес для инженеров-практиков. Не сомневаюсь, что публикации примеров из реальной практики будут востребованы и, безусловно, популярны. ◎

Вела беседу Галина БУЛЫКА, «Время колтюбинга»

interpret it for optimizing the set of operations carried out with utilization of coiled tubing. (find out more about this in Coiled Tubing Times #4, 2009 pp 52–62). Receiving data from bottomhole while doing all kinds of well intervention activities makes it possible to take timely decisions, which increases efficiency and safety of operations.

The next tendency is the rise of equipment reliability. We impose strict requirements on equipment, which also apply to our suppliers of coiled tubing equipment.

In the field of surface equipment we are in the course of developing several geo-physical well logging solutions, particularly we are now witnessing demand in equipment for ACTive solution mentioned above and other technologies of ours, which will become available on market very soon, I believe.

Coiled tubing drilling remains quite an important issue, as in Russia it is only probably Surgutneftegaz that employs this technology, even though many operators demonstrate interest in it. Another relevant issue is underbalanced drilling.

Another sought-after technology is telemetry system for drilling slim-hole (about 2.36 in).

More and more horizontal wells appear and they need testing. On this account coiled tubing geo-physical exploration is now being actively developed. Schlumberger already offers coiled tubing equipped with logging cable on the Russian market.

CTT: And what do you think about hybrid well intervention combining both conventional and innovative technologies?

K.B.: Combining services is very promising mostly due to the reduction of intervention time. Imagine a situation: several services are offered as a package and done by the crew during a single entry to the wellbore. For instance AbrasiFRAC technology, jet perforating, fracturing, well completion – all during one entry and operating cycle!

CTT: What could you wish our journal?

K.B.: Lately, more and more practical articles have appeared on pages of Coiled Tubing Times, they are of considerable interest to practising engineers. There is no doubt that real case studies will be always popular among the readers. ◎

Halina BULYKA, Coiled Tubing Times

AbrasiFRAC* –
ПЕРЕДОВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ В ЭФФЕКТИВНОМ КОМПЛЕКСЕ ОПЕРАЦИЙ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА СКВАЖИНЫ

AbrasiFRAC* –
AN INNOVATIVE SERVICE FOR EFFICIENT ENHANCED OIL RECOVERY

А.Н. СЕРДЮК, начальник отдела ГРП УППР, ООО «РН-Юганскнефтегаз»
В.А. КУЗНЕЦОВ, главный специалист отдела ГРП, ООО «РН-Юганскнефтегаз»
М.В. НИКОЛАЕВ, главный инженер ГРП, Шлюмберже
Р.Ф. ГУМЕРОВ, главный инженер ГНКТ, Шлюмберже
К.В. БУРДИН, технический руководитель по ГНКТ, Шлюмберже

A.N. SERDUK, Head of Division, Hydrafracturing & PE, OOO RN-Yuganskneftegaz
V.A. KUZNETSOV, Chief Specialist, Hydrafracturing Div., OOO RN-Yuganskneftegaz
M.V. NIKOLAEV, Lead Engineer, Hydraulic fracturing, Schlumberger
R.F. GUMEROV, Lead Engineer, Coiled tubing, Schlumberger
K.V. BURDIN, Technical Director, Coiled Tubing, Schlumberger

Оценка ежедневных операций по гидравлическому разрыву (ГРП) многопластовых залежей Приобского месторождения позволила выявить большой потенциал для повышения оперативности цикла ГРП и сокращения цикла ввода новых скважин в эксплуатацию.

Приобское месторождение представлено тремя эксплуатируемыми пластами АС12, АС11 и АС10, которые в большинстве случаев разбиты на пропластки, и в среднем повышению нефтеотдачи подлежат 3–4 зоны каждой скважины.

Продолжительность проведения стандартных операций по капитальному ремонту скважин (КРС) и ГРП на трехпластовых залежах может занимать до трех и более недель. Текущая процедура ввода новых скважин в эксплуатацию включает (см. рисунок 1 – графическое представление времени работ на трехпластовой типовой скважине Приобского месторождения после выхода из бурения):

- подготовку ствола скважины к спускоподъемным операциям (СПО);
- проведение перфорации нижней зоны;
- спуск пакера и насосно-компрессорных труб (НКТ);
- проведение ГРП;
- разрядку скважины;
- подъем НКТ и пакера для перепосадки;
- изоляцию зоны проведения ГРП проппантом/промывку до требуемой глубины.

Evaluation of daily hydraulic fracturing operations in multizone reservoirs of Priobskoye oil field revealed enormous potential for efficiency rise in frac cycle and reduction of completion time.

Priobskoye oil field is represented by three operated reservoirs AC12, AC11 and AC10 which, in most of the cases, are split into interlayers and on average 3–4 intervals of each well are subject to production enhancement.

Length of standard workover and frac operations in 3-interval reservoirs can be up to three and more weeks. Current completion procedure includes (see Figure 1 – graphical presentation of operation time for a 3-interval standard well of Priobskoye field after drilling):

- preparation of wellbore for RIH/POOH;
- bottom zone perforation;
- running of packer and tubing;
- hydraulic fracturing;
- formation flowback;
- retrieval of tubing strings and packer for resetting;
- isolation of fractured zone with sand plug / or top of the sand depth correction.

The AbrasiFRAC* service has been introduced by Schlumberger as an efficient way to reduce frac cycle time and completion time required to put the well into production. AbrasiFRAC* appears to be a progressive combination of two services: hydraulic fracturing and coiled tubing with a modern BHA - perforator AbrasiJET* (see Figure 2), which allows jet

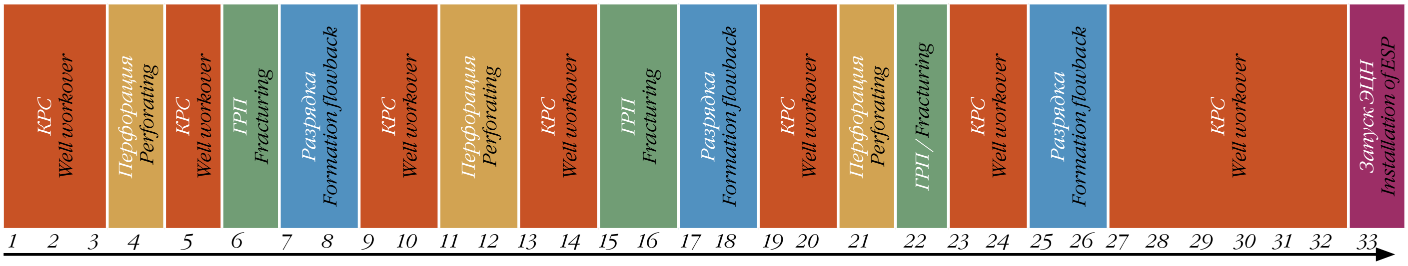


Рисунок 1 – Распределение операций по дням. Приобское месторождение, трехпластовая скважина
Figure 1 – Daily allocation of operations. Priobskoye oilfield, 3-interval well

Технология AbrasiFRAC* была предложена компанией «Шлюмберже» как эффективный метод сокращения продолжительности цикла ГРП и ввода новых скважин в эксплуатацию. AbrasiFRAC* представляет собой прогрессивную комбинацию двух сервисов: ГРП и ГНКТ (гибкая насосно-компрессорная труба) с использованием современной компоновки низа колоны (КНК) – перфоратора AbrasiJET* (см. рисунок 2), позволяющую проводить гидропескоструйную перфорацию (ГПП) с подачей абразивного материала через ГНКТ, изоляцию зон проппантом (если необходимо), промывку скважины по окончании стимулирования всех зон через усиленную колонну и вызов притока скважины. Ввиду отсутствия герметизирующего устройства (пакера) при проведении ГРП по технологии AbrasiFRAC* существует необходимость применения обсадной колонны с повышенными прочностными характеристиками, а именно марки Е вместо широко используемой в Западной Сибири колонны марки Д.

Качество обеспечиваемой перфорации было продемонстрировано во время практического теста на базе компании «Шлюмберже» в г. Пыть-Ях. Перфорация проводилась с помощью перфоратора AbrasiJET* на ГНКТ 44,4 мм с фазировкой 60 градусов и тремя открытыми насадками для гидропескоструйной перфорации с помощью абразивной смеси. Перфоратор был спущен в зацементированную трубу диаметром 146 мм (толщина стенки 9,5 мм) колонны марки Е, цементное кольцо внешним диаметром 600 мм. Получены впечатляющие результаты: первые перфорационные отверстия получены через 1 минуту резки, через 3 минуты цементный камень в заколонном пространстве был существенно вымыт, образовав каверны (см. рисунок 3), получен средний диаметр перфорационных отверстий 15–19 мм, что полностью соответствует критериям успешности проведения ГРП и последующей добычи углеводородов.

Первые пробные работы по технологии AbrasiFRAC* были успешно произведены в конце 2008 года, после чего ООО «РН-Юганскнефтегаз» приняло решение о передаче 100 операций по

perforating with abrasive material pumped through CT workstring, placement of proppant for temporary zonal isolation (if needed), nitrogen kick off and wellbore cleanout after stimulation of multiple intervals. Since packer is not employed in AbrasiFRAC* operations, it is necessary that premium casing is being used, for instance grade E instead of grade D widely used in Western Siberia.

The quality of jet perforating delivered by the service was demonstrated during a field test, done at Schlumberger base in Pyt-Yakh. Perforating was performed with AbrasiJET* gun conveyed on 1.75" CT-string with three nozzles for hydraulic abrasive jetting phased 60 deg. The gun was run into cemented 5.75" pipe (WT 0,37".) of casing grade E, cement sheath OD 23.62". Impressive results were achieved: first perforations were ready in 1 minute, after 3 minutes the cement sheath was washed out till cavities (see Figure 3). The average diameter of perforations was 0.59–0.75", which matches success criteria for hydraulic fracturing and subsequent hydrocarbon production.

Рисунок 2 – Компоновка низа колонны ГНКТ – перфоратор AbrasiJET*
Figure 2 – Coiled Tubing bottomhole assembly – perforator AbrasiJET*

Pilot projects with application of AbrasiFRAC* were successfully completed in late 2008 and after that RN Yuganskneftegaz made a decision to proceed with next 100 frac operations (34 wells) during 2009. The technology was chosen for complex service of new wells of Priobskoye oil field (see Figure 4)

A considerable and probably the major advantages of this technology are the reduced cycle time of well completion and the reduced fracturing cycle time. A typical allotment of operations for a 3-interval well serviced with AbrasiFRAC* is shown in Figure 5.

On average 33-day timeframe is required to bring a well from drilling to production, the advantages of AbrasiFRAC* are obvious: the well which has undergone all planned frac operations, has been

ГРП (34 скважины) в 2009 году для проведения комплекса работ по данной технологии на новых скважинах Приобского месторождения (см. рисунок 4).

Существенным и основным преимуществом данной технологии является значительное сокращение продолжительности цикла ввода новых скважин в эксплуатацию и цикла производства операций по гидроразрыву пластов. Типовая раскладка по операциям на трехпластовой скважине по технологии AbrasiFRAC* представлена на рисунке 5.

Во временном интервале 33 дня, которые в среднем затрачиваются всеми подрядчиками для вывода новой скважины из бурения в добычу, преимущества применения технологии AbrasiFRAC* очевидны: скважина, в которой проведены все планируемые ГРП, осуществлена промывка и освоение притока азотом, передается КРС для спуска ЭЦН на 11 сутки после ее передачи компании «Шлюмберже». Чистая экономия дней скважины «в добыче» – 20 суток! При среднем дебите скважины 100 т/сут – экономическая составляющая неоспорима.

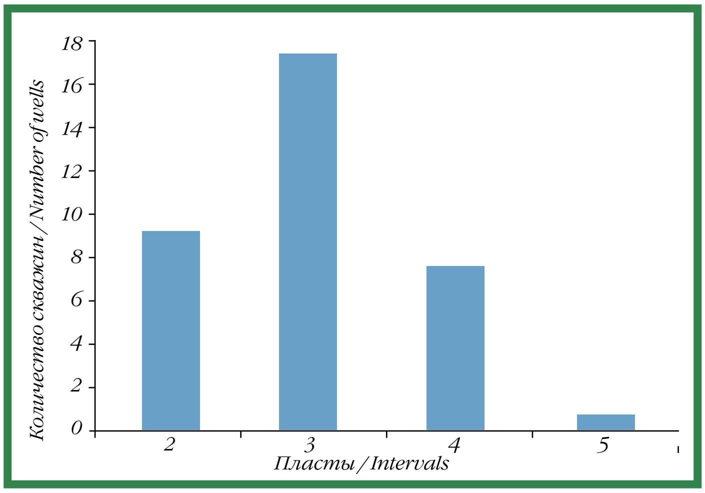


Рисунок 4 – Распределение скважин по количеству пластов
Figure 4 – Distribution of wells by number of intervals

Накопленный опыт работы компании «Шлюмберже» на месторождениях «РН-Юганскнефтегаза» позволяет представить следующую статистику количества дней цикла ввода новой скважины в эксплуатацию как при стандартной технологии производства ГРП, промывки и освоения азотом, так и при использовании технологии AbrasiFRAC* (см. таблицу справа).

Компания «Шлюмберже» успешно провела 100 ГРП в 34 скважинах по технологии AbrasiFRAC* на Приобском месторождении с помощью двух

Рисунок 3 – Перфорационные отверстия AbrasiJET*
Figure 3 – Perforations AbrasiJET*

cleaned and lifted with nitrogen is handed over to workover crew for installation of electrical submersible pump on day 11 after Schlumberger started the service work. Net saving of production days for a well is 20 days! With the average well production rate being 100 tons a day the economic value of the service is unquestionable.

Experience accumulated by Schlumberger at oil fields of RN-Yuganskneftegaz produces some interesting statistics. It reveals the following: cycle time of well completion expressed in days by both: conventional fracturing followed by wellbore cleanouts and nitrogen kick offs and AbrasiFRAC* (see the table below).

Schlumberger has successfully completed 100 frac operations in 34 wells at Priobskoye oil field using AbrasiFRAC*. Two AbrasiFRAC* coiled tubing units were utilized. More than 2500 perforations have been made during this time; more than 9000 tons of proppant have been pumped into formations through the casing! It is Priobskoye oil field where the biggest hydraulic fracturing operation with AbrasiFRAC* to date has been performed – 260 tons.

The total completion time saving for all wells, serviced with AbrasiFRAC* accounts for more than 500 days.

Кол-во пластов Number of intervals	*Стандартный ГРП Conventional hydrafracturing*	*AbrasiFRAC**
2	*16*	*8*
3	*33*	*11*
4	*37*	*15*
5	*39*	*16*

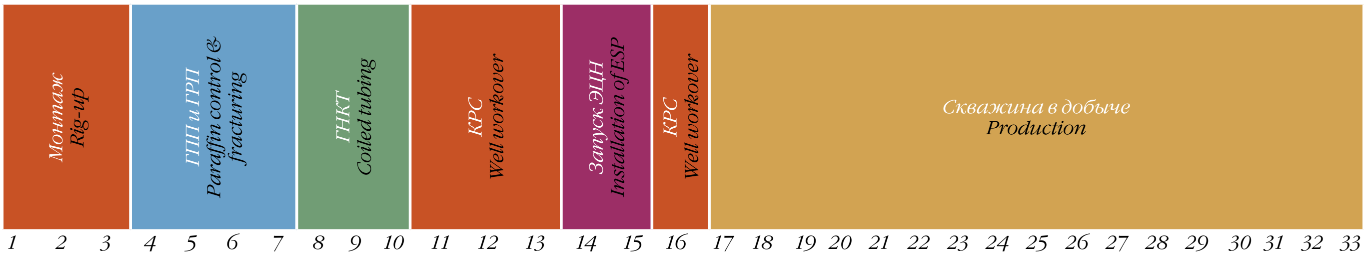


Рисунок 5 – Цикл ввода новой скважины по технологии AbrasiFRAC* по дням. Приобское месторождение, трехпластовая скважина

Figure 5 – The cycle of well completion with application of AbrasiFRAC*, in days. Priobskoye oilfield, 3-interval well

комплексов ГНКТ AbrasiFRAC*. За это время успешно сделано более 2500 перфорационных отверстий, закачано более 9000 т проппанта в пласты через колонну! На Приобском месторождении была успешно закачана самая большая в мире на сегодняшний день стадия ГРП AbrasiFRAC* – 260 т.

Суммарный цикл ввода всех новых скважин, на которых применена технология AbrasiFRAC*, сокращен более чем на 500 дней.

Как уже говорилось, в заколонном пространстве создаются существенные каверны. Примером может служить рисунок 6.

Отсутствие заколонного цементного камня в области перфорации позволяет существенно устранить часто встречающиеся призабойные эффекты во время проведения мини- и основного ГРП и «выйти» на основной ГРП с агрессивным дизайном без каких-либо ограничений по расходам до 5 м^3/мин и концентрациям до 1200 кг/м^3, закачкой крупноразмерного проппанта, включая фракции 12/18 и 10/14. Напомним, что операции ГРП производятся всего через несколько (в среднем 15–18) перфорационных отверстий диаметром 13–15 мм.

Преимуществом данной технологии является не только значительное сокращение продолжительности цикла ввода новых скважин в эксплуатацию и цикла ГРП, но и уменьшение рисков аварийности на скважинах за счет сокращения количества СПО пакера и НКТ; работ бригад КРС; работ по перфорации и.т.д.; а также уменьшение загрязнения призабойной зоны пласта жидкостью глушения и существенно меньшее время нахождения гелирующего агента в пласту.

По информации ООО «РН-Юганскнефтегаз», дебит скважин, законченных технологией AbrasiFRAC*, выше на 14% дебитов тех скважин, которые были закончены по технологии стандартного ГРП с большим количеством операций КРС.

Технология надежно зарекомендовала себя в 2008–2009 гг. и останется ключевой как для Шлюмберже, так и для «РН-Юганскнефтегаза» в 2010 году! ◎

Рисунок 6 – Каверны, образующиеся в заколонном пространстве

Figure 6 – Cavities, formed in borehole annulus

As stated above, considerable cavities are created in borehole annulus. An example is shown in Figure 6.

Due to the absence of cement stone in borehole annulus in the area where perforating was performed, frequently occurring bottomhole effects can be eliminated. These effects are observed during minifrac and the main hydraulic fracturing, their elimination allows to move forward to the main fracturing with aggressive job design without any limitations in pump rate of up to 5 m^3/min and concentrations of up to 1200 kg/m^3 with large-size proppant including 12/18 and 10/14 fractions. Let us remember that frac operations are performed through just several (on average 15–18) perforations with hole diameter of 0.51–0.59".

Apart from reducing cycle time of completion and frac operations, the service also lowers the risk of failures due to reduction of times when packer is to be set and retrieved, reduced workover activities, reduced number of perforating operations etc. The technology also reduces near wellbore zone damage by killing fluid and requires shorter gelling agent-reservoir contact.

According to information provided by OOO RN-Yuganskneftegaz, flow rate of the wells completed with AbrasiFRAC* is 14% higher than those completed with conventional hydraulic fracturing with a large number of interventions.

The service was giving a good account of itself during 2008–2009 and will keep playing the key role for both Schlumberger and RN-Yuganskneftegaz in 2010 too! ◎

ПРЕДЕЛЬНЫЕ МЕХАНИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ НА ГНКТ
CT MECHANICAL LIMITS

Кен НЬЮМАН, NOV CTES
Ken NEWMAN, NOV CTES

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ

Когда на стенке ГНКТ наблюдается значительный перепад давления, особенно вкупе с большим осевым давлением, существует риск повреждения ГНКТ (механический разрыв, смятие или перегиб). Как правило, риск разрыва или смятия ГНКТ особенно высок в устье скважины, выше или ниже уровня герметизирующего устройства. Перед началом проведения операции с целью определения рабочих параметров, гарантирующих безопасность операции, осуществляется расчет предельных механических нагрузок. Основным инструментом при этом выступают математические модели.

Широкое применение получила модель, рассчитывающая предельные механические нагрузки согласно критерию текучести Мизеса. При расчете предельного давления и силы данная модель учитывает самые различные факторы, а именно: спиралевидное смятие труб, ожидаемое предельное давление, прирост в диаметре, крутящий момент.

НАПРЯЖЕНИЯ, ВОЗНИКАЮЩИЕ В ГНКТ

Напряжение по Мизесу представляет собой комбинацию трех главных напряжений, возникающих в ГНКТ, а также касательного напряжения, создаваемого крутящим моментом. Все главные напряжения представлены на рисунке 1.

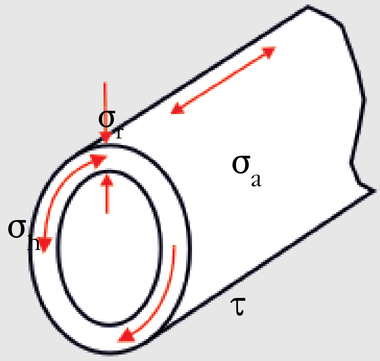
OVERVIEW

When there is a large pressure differential across the CT wall, especially when combined with a large axial force, there is a risk of a CT failure (burst, collapse or break). Typically the greatest risk of burst or collapse in a CT job occurs at the wellhead, either above or below the stripper. Mathematical models are used to determine the pressure and force limits prior to performing a job to make sure that the operation stays within safe working limits.

A widely accepted model used for establishing these types of limits is the von Mises incipient yield criterion. It combines the various stresses to determine the force and pressure limits. Helical buckling, maximum expected pressures, diameter growth, and torque can all be included in this criteria.

CT STRESSES

The von Mises stress is a combination of the three principal stresses in CT and the shear stress caused by torque. The principal stresses are shown in Figure 1.



осевое напряжение (σ_a)
радиальное напряжение (σ_r)
тангенциальное или кольцевое напряжение (σ_h)
касательное напряжение (τ)

axial stress (σ_a)
radial stress (σ_r)
tangential or hoop stress (σ_h)
shear stress (τ)

Рисунок 1– Главные напряжения, действующие на участок ГНКТ
Figure 1 – Principal Stresses Acting on a Segment of CT

Эти типы напряжений определяются геометрией ГНКТ, а также четырьмя типами приложенной нагрузки:
- внутреннее давление (P_i);
- внешнее давление (P_o);
- осевая сила (положительная при растяжении, отрицательная при сжатии) (F_a);
- приложенный крутящий момент (τ).

These stresses are determined by the geometry of the CT and the four applied loads which are:
- internal pressure (P_i);
- external pressure (P_o);
- axial force (positive for tension, negative for compression) (F_a);
- applied torque (τ).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСЕВОЙ СИЛЫ

Перед тем как дать определение осевого напряжения, необходимо понять разницу между двумя видами осевой силы. Существуют «действующая сила», FR, и «эффективная сила», FE, также известная как «вес». Действующая сила – это фактическая осевая сила, действующая на стенку трубы, которую можно измерить тензометром. Эффективная сила – это осевая сила без учета влияния давления.

Для лучшего понимания природы этих сил обратитесь к наглядным примерам, представленным на рисунке 2.

В примере A показан изолированный участок трубы, подвешенной на весы, которые показывают вес трубы. Действующая осевая сила у верхней части трубы в данном случае равна ее весу.

В примере B труба заполнена жидкостью. Вес трубы в результате увеличился. Однако действующая осевая сила у верхней части трубы по-прежнему равна ее весу.

В примере C на жидкость внутри трубы действует давление. Вес трубы остается на том же уровне, что и в случае B. Однако действующая осевая сила, приложенная к стенке трубы, увеличилась на величину, равную произведению давления внутри трубы на площадь ее поперечного сечения. Таким образом, вес трубы (также известный как «эффективная сила») и действующая сила стали различными.

Формула 1. Действующая и эффективная силы:

$F_R = F_E + A_iP_i - A_oP_o$.

Эффективная сила, или вес, имеет значение по двум причинам:

- Индикатор веса колтюбинговой установки, так же как и весы на рисунке 1, измеряет вес, а не действующую силу.
- Возможность смятия определяется эффективной силой. Таким образом, критическое значение силы, вызывающей спиралевидное смятие труб, определяется эффективной силой.

Действующая сила важна, потому что именно на основе ее значений осуществляется расчет осевого напряжения и в конечном итоге определяются предельные нагрузки на ГНКТ.

ОСЕВОЕ НАПРЯЖЕНИЕ

Причина осевого напряжения – осевая сила (растяжение или сжатие) в ГНКТ. Когда происходит растяжение ГНКТ, осевое напряжение представляет собой осевую силу, разделенную на площадь поперечного сечения трубы.

Осевые напряжения имеют те же знаки, что и осевые силы: положительный (+) для растяжения и отрицательный (–) для сжатия.

Если сжимающее усилие превышает критическое значение силы, вызывающей спиралевидное смятие, ГНКТ внутри скважины сворачивается в спираль. При изгибе спираль создает дополнительное осевое напряжение в ГНКТ, увеличивающее общее осевое напряжение. В вертикальной скважине критическое значение силы спиралевидного смятия почти равно нулю. Спиралевидная деформация ГНКТ происходит вскоре после того, как эффективная сила становится сжимающей (что характеризуется отрицательным значением силы).

Так как изгибающее напряжение по своей природе также является осевым, суммарное осевое напряжение на любом

AXIAL FORCE DEFINITION

Before axial stress can be defined, two types of axial force must be understood. These are known as the "real force", FR, and the "effective force", FE, also known as "weight". The real force is the actual axial force in the pipe wall, as would be measured by a strain gauge. The effective force is the axial force if the effects of pressure are ignored.

To better understand these forces, consider the following simple example shown in figure 2.

A closed ended piece of pipe is hung from a weight scale as is shown in case A. The scale is measuring the weight of the pipe. The real axial force at the top of the pipe is the same as the weight measured by the scale.

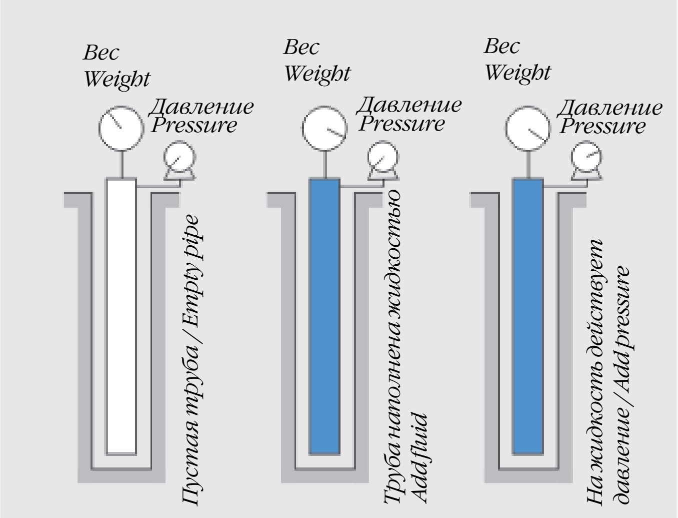


Рисунок 2 – Действующая и эффективная силы

Figure 2 – Real and Effective Forces

In case B the piece of pipe is full of fluid. The weight is increased by the weight of the fluid. The real axial force at the top of the pipe is still the same as the weight measured by the scale.

In case C, pressure is applied to the fluid inside the pipe. The weight remains the same as in case B. However, the real axial force in the pipe wall is now increased by the internal pressure multiplied by the cross sectional area. Thus, the weight (also known as the effective force) and the real force are not the same.

Equation 1. Real and Effective Force:

$F_R = F_E + A_iP_i - A_oP_o$.

Effective force, or weight, is important for two reasons:

- The weight indicator on a CT unit measures the weight, not the real force, just as the scale in Figure 1 above measures the weight.
- When buckling will occur is dependant upon the effective force. Thus the “helical buckling load” is an effective force.

The real force is important because it is the force required to calculate the axial stress, and thus to determine the CT limits.

участке ГНКТ представляет собой совокупность напряжений, вызванных осевой силой (FR) и изгибающим напряжением. Это дополнительное осевое изгибающее напряжение, вызванное спиралевидным смятием трубы, усекает эллиптическую форму традиционной предельной кривой Мизеса (далее подробнее).

РАДИАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ

Перепад давления вдоль стенки ГНКТ создает радиальное напряжение, показанное на рисунке 1, значение которого меняется в зависимости от радиального положения. Согласно формуле Ламе, радиальное напряжение в отдельно взятой точке стенки ГНКТ определяется напряжением, возникающим в стенке ГНКТ в результате воздействия внутреннего и внешнего давления. Максимальное напряжение всегда достигается на внутренней или внешней поверхности.

КОЛЬЦЕВОЕ НАПРЯЖЕНИЕ

Опять же, согласно формуле Ламе, кольцевое напряжение в отдельно взятой точке стенки ГНКТ – это напряжение, действующее по окружности ГНКТ и вызванное внутренним и внешним давлением. Так же как и в случае радиального напряжения, максимальная величина кольцевого напряжения всегда достигается на внутренней или внешней поверхности. В связи с тем, что пластическая деформация в первую очередь происходит на внутренней поверхности, значения радиального и кольцевого напряжений на внутренней поверхности применяются для расчета предельных нагрузок.

КАСАТЕЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ

В некоторых случаях ГНКТ также может подвергаться воздействию крутящего момента T. При значительной величине крутящего момента наблюдается скручивание ГНКТ, которое и является причиной сопутствующего касательного напряжения τ.

Наибольшее значение касательного напряжения наблюдается на внешней поверхности ГНКТ. И несмотря на то что радиальное и кольцевое напряжения рассчитывают для внутренней поверхности ГНКТ, *в целях дополнительной предосторожности касательное напряжение рассчитывается именно для внешней поверхности.*

КРИТЕРИЙ ТЕКУЧЕСТИ МИЗЕСА

Для оценки пригодности колонны ГНКТ для проведения конкретной операции необходимо учитывать влияние напряжений, действующих на стенку на каждом отрезке колонны. Это необходимо для того, чтобы убедиться в том, что совокупное значение всех напряжений не превышает определенный процентный показатель (как правило, 80%) от величины предела текучести материала, из которого изготовлена ГНКТ. Общепринятым подходом в данной ситуации является применение формулы Мизеса, позволяющей рассчитать полное эквивалентное напряжение на каждом участке колонны ГНКТ, вызванное совокупностью сил, действующих на колонну. Начальный предел текучести рассчитывается на основе комбинации трех главных напряжений (осевое напряжение, радиальное напряжение, кольцевое напряжение) и касательного напряжения, вызванного действием крутящего момента.

AXIAL STRESS

The axial stress is caused by an axial force (tension or compression) in the CT. When the CT is in tension, the axial stress is the axial force divided by the cross-sectional area.

Axial stresses have the same sign as axial forces, positive (+) for tension and negative (–) for compression.

If the compressive force exceeds the helical buckling load, the CT forms a helix in the well. This helix causes an additional axial bending stress in the CT, which must be added to the axial stress. In a vertical well the helical buckling load is nearly zero. The CT buckles into a helix soon after the effective force becomes compressive (which is defined as a negative force value).

Since the bending stress is also axial in nature, total axial stress at any location in the segment is the sum of the stresses due to axial force (FR) and bending stresses. This additional axial bending stress due to helical buckling truncates the elliptical shape of the traditional von Mises limits curve (shown later in this article).

RADIAL STRESS

A pressure differential across the wall of the CT creates a radial stress, shown in Figure 1, that changes with radial position. According to Lame's equation, the radial stress at a given location in the CT wall is the stress through the CT wall due to internal and external pressures. The maximum stress always occurs at the inner or the outer surface.

HOOP STRESS

Again using Lame's equation, the hoop stress at a given location in the CT wall is the stress around the circumference of the CT due to internal and external pressures. As with the radial stress, the maximum stress always occurs at the inner or the outer surface. Because yielding occurs first at the inner surface, *hoop and radial stresses at the inner surface are used in the limit calculations.*

SHEAR OR TORQUE STRESS

In some situations the CT may also be subject to a torque, T. If the torque is significant, then torsion of the CT occurs and causes the associated shear stress, τ.

The largest shear stress occurs at the outside surface of the CT. Although the radial and hoop stresses are calculated for the inner CT surface, the shear stress is calculated for the outer surface, to be conservative.

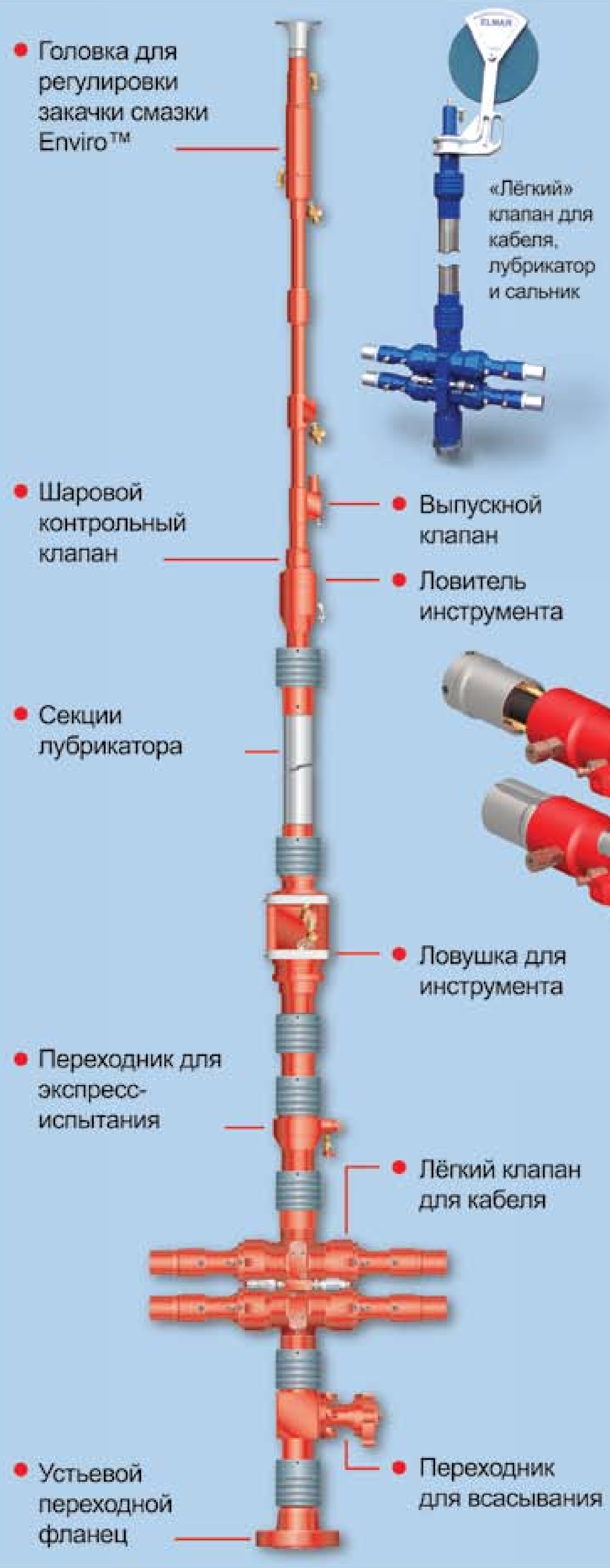
THE VON MISES YIELD CONDITION

In order to assess the suitability of a CT string for a given operation, one must determine the effects of the stresses inside the wall of each segment in the string. The objective is to insure that these combined stresses never exceed a given percentage (usually 80%) of the yield stress of the CT material. A common approach to this problem is to use the von Mises equation to calculate the total equivalent stress in each segment of the CT string due to the combination of

КАБЕЛЬНОЕ СПУСКО-ПОДЪЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

NOV ASEP Elmar

ПАРТНЕРСТВО ВО ИМЯ РАЗВИТИЯ

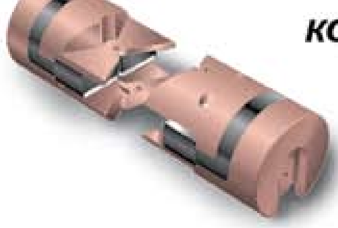


- Головка для регулировки закачки смазки Enviro™
- Шаровой контрольный клапан
- Секции лубрикатора
- Переходник для экспресс-испытания
- Устьевой переходной фланец
- Выпускной клапан
- Ловитель инструмента
- Ловушка для инструмента
- Лёгкий клапан для кабеля
- Переходник для всасывания

«Лёгкий» клапан для кабеля, лубрикатор и сальник

Модуль управления "E-Lite" серии 5

«Лёгкий» клапан для кабеля



Плашка конструкции Q-Guide™

www.nov.com/asepelmar

ELMAR - ВЕЛИКОБРИТАНИЯ
Энтерпрайз Драйв, Вестхилл Индастриал Истейт, Вестхилл, Абердин AB32 6TQ
Шотландия, Великобритания
Тел.: +44 1224 740261 Отдел продаж: +44 1224 748700
Факс: +44 1224 743138 Электронная почта: **ASEPElmar-uk@nov.com**

FIDMASH - ГОЛОВНОЙ ОФИС В МИНСКЕ
ул. Рыбалко, 26, Минск, 220033, Республика Беларусь
тел.: +375 (17) 298-24-18, факс: +375 (17) 248-30-26
fidmashsales@nov.com

Формула 2. Критерий начала текучести Мизеса:

$$\sigma_{VME} = \sqrt{\frac{1}{2}\left[(\sigma_h - \sigma_r)^2 + (\sigma_h - \sigma_a)^2 + (\sigma_a - \sigma_r)^2\right] + 3\tau^2},$$

где σ_h – кольцевое напряжение; σ_a – осевое напряжение; σ_r – радиальное напряжение; τ – касательное напряжение; σ_{VME} – эквивалентное напряжение Мизеса.

Пределы текучести для ГНКТ рассчитываются из равенства эквивалентного напряжения Мизеса σ_{VME} пределу пластической деформации соответствующего материала σ_y с учетом надлежащего коэффициента безопасности.

Данный подход не учитывает следующие характерные для ГНКТ параметры:

- остаточное напряжение;
- разупрочнение в результате эксплуатации;
- материал не обладает идеальной эластичностью и пластичностью;
- пределы пластической деформации при растяжении и сжатии отличаются;
- предел пластической деформации меняется при циклическом деформировании;
- овальность.

Несмотря на эти недостатки, критерий отказа, рассчитанный данным способом, является оптимальным методом определения предельных механических нагрузок для стального колтюбинга, так как результаты получаются с большим запасом.

ПРЕДЕЛЬНЫЕ НАГРУЗКИ НА ГНКТ

Напряжения, действующие на ГНКТ, вызваны 4 факторами, а именно: внутренним давлением (P_i), внешним давлением (P_o), действующей осевой силой (F_R) и крутящим моментом (Т). Для упрощения задачи по расчету предельных нагрузок, осуществляется расчет перепада давления ($P_i – P_o$). Положительное значение перепада давления представляет собой состояние разрыва, а отрицательное значение – состояние смятия.

Один из методов построения предельной кривой – установить величину внешнего давления, равной нулю для верхней части графика, или области разрыва, и установить величину внутреннего давления, равной нулю для нижней части графика, или области смятия. Тогда уравнение Мизеса имеет только две переменных: действующая осевая сила и внутреннее давление для области разрыва, внешнее давление для области смятия. Вес также может быть вычислен при помощи формулы 1. Таким образом, предельная кривая может отображать как зависимость от действующей осевой силы, так и зависимость от эффективной осевой силы, которая далее по тексту будет именоваться весом.

Полученные графики зависимости разности давлений от осевой силы имеют форму эллипса, как показано на рисунке 3. В случае зависимости от веса эллипс расположен горизонтально. В случае зависимости от действующей осевой силы эллипс расположен под некоторым углом. Из-за напряжения спиралевидного смятия левая часть эллипса усечена. В случае зависимости от веса спиралевидное смятие начинается на оси ординат, в точке, где вес становится отрицательным. В случае зависимости от действующей осевой силы наступление смятия происходит в точках минимального и максимального значения перепада давления.

forces acting on it. The initial yield limit is based on the combination of the three principle stresses (axial stress, radial stress, and hoop stress) and the shear stress caused by torque.

Equation 2: von Mises Incipient Yield Condition:

$$\sigma_{VME} = \sqrt{\frac{1}{2}\left[(\sigma_h - \sigma_r)^2 + (\sigma_h - \sigma_a)^2 + (\sigma_a - \sigma_r)^2\right] + 3\tau^2},$$

where σ_h – hoop stress; σ_a – axial stress; σ_r – radial stress; τ – torsional stress; σ_{VME} – von Mises combined stress.

The yield limits for CT are calculated by setting the von Mises stress, σ_{VME}, to the yield stress, σ_y, of the material with the applicable safety margin.

The VME approach ignores the following conditions prevalent with CT:

- residual stresses;
- work softening;
- the material does not have elastic, perfectly plastic behavior;
- tension and compression yield stresses are different;
- yield stress changes with strain cycling;
- ovality.

Despite these shortcomings, the VME stress failure criterion is a good method for calculating the mechanical limits for steel CT, due to its conservative results.

CT LIMITS

There are four things that cause the stresses in CT. They are the internal pressure (P_i), external pressure (P_o), the real axial force (F_R), and the torque (T). To simplify the presentation of the limits, the pressure differential, ($P_i – P_o$), is calculated. A positive differential pressure represents a "Burst" condition. A negative differential pressure represents a "Collapse" condition.

One method of drawing the limit curve is to hold the external pressure constant at zero for the top or Burst half of the plot and hold the internal pressure constant at zero for the bottom or Collapse portion of the plot. The von Mises equation now has only two variables, real axial force and internal pressure for the Burst portion, and external pressure for the Collapse portion. The Weight can also be calculated using Equation 1. Thus, this curve can be drawn versus either the real axial force or the effective axial force, which will be called Weight for the remainder of this document.

The resulting plots of pressure difference versus axial force are elliptical, which are shown in Figure 3. In the Weight case, the ellipse is horizontal. In the Real Force case, the ellipse is inclined somewhat. The left side of the ellipse is truncated, due to the helical buckling stress. For the Weight case, the helical buckling begins at the Y axis, when the Weight becomes negative. For the Real Force case, the onset of buckling occurs at the maximum and minimum pressure difference points.

MAXIMUM PRESSURE CONSIDERATIONS

Drawing the limits curve for a constant external (Burst case) or internal (Collapse case) pressure only

УЧЕТ МАКСИМАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ

Изображая предельную кривую для постоянного внешнего (разрыв) или внутреннего (смятие) давления, мы получаем значения предельных нагрузок только для данного давления. Однако в ходе проведения колтюбинговых операций уровень давления меняется. Для построения предельной кривой, которая учитывала бы весь диапазон уровней давления, необходимо построить комбинированный график на основе множества предельных кривых для различных значений давления.

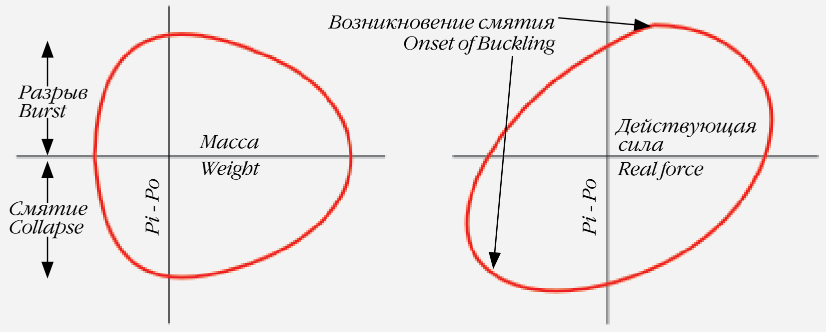


Рисунок 3 – Предельные кривые при нулевом внешнем давлении
Figure 3 – Single Limit Curves with External Pressure Constant at Zero

Сначала строится предельная кривая, как показано на рисунке 3, при нулевом внешнем давлении – для случая разрыва и нулевом внутреннем давлении – для случая смятия. Вторая предельная кривая строится для случая, когда значения этих давлений максимальны. Полученное множество предельных кривых отображено на рисунке 4.

На графике зависимости от действующей силы кривая, расположенная ближе всего к первоначальной кривой и обозначенная на рисунке 4 черной жирной линией, является предельной кривой, построенной пакетом Hercules, являющимся частью программного обеспечения Cerberus™, разработанного компанией NOV CTES.

УЧЕТ ПРИРОСТА ПО ДИАМЕТРУ

В зависимости от особенностей использования ГНКТ иногда увеличивается в диаметре. Эти изменения геометрии трубы приводят к изменению значений напряжений и, соответственно, влияют на уровень предельных механических нагрузок. Если наблюдается значительное изменение диаметра в большую сторону и сопутствующее уменьшение толщины стенок трубы, то для увеличения точности расчета предельных нагрузок необходимо использовать действительные значения диаметра и толщины стенок.

ПРИМЕНЕНИЕ ФАКТОРОВ БЕЗОПАСНОСТИ

Предельная кривая, построенная согласно критерию начала текучести Мизеса, показывает, когда начнется пластическая деформация ГНКТ. Умножая данные кривые на оптимальный коэффициент надежности (80%), мы получаем кривые «рабочего предела» (рисунки 5 и 6). За время службы ГНКТ принимает почти овальную форму, связано это с постоянным наматыванием трубы на катушку и прохождением через вертлюг. Повышенная овальность увеличивает вероятность смятия. Однако эквивалентное напряжение Мизеса не учитывает овальность.

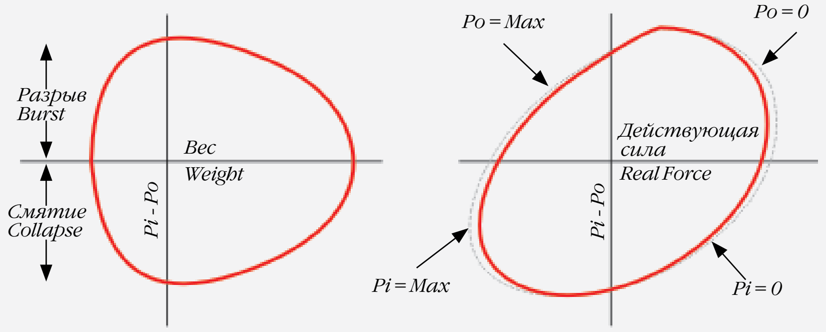


Рисунок 4 – Предельные кривые для нулевого и максимального значений внешнего и внутреннего давления
Figure 4 – Limit Curve for Zero and Maximum

СМЯТИЕ ГНКТ

Смятие является сложным видом повреждения. Его сложно точно ▶

shows the limits for that pressure. However, pressures do not stay constant throughout the CT job. To form a limits curve that addresses a range of pressures, one can create a composite of multiple limits curves.

First, a limit curve is drawn as in Figure 3, holding the external pressure at zero for the Burst case and the internal pressure zero for the collapse case. A second limit curve is drawn holding these same two pressures to their expected maximum values. The resulting set of limits curves are shown in Figure 4.

The inner most (closest to the origin) portion of these 2 curves in the Real Force plot, shown as a thick black line in Figure 4, is the limit curve produced by Hercules, a module of the Cerberus™ software provided to the industry by NOV CTES.

DIAMETER GROWTH CONSIDERATIONS

Depending upon the application, CT may have a tendency to increase in diameter during its life. This change in geometry changes the stresses, and thus the limits. If there is significant diameter growth and associated wall thinning, the use of the correct diameter and wall thickness will improve the accuracy of the limit calculation.

APPLYING SAFETY FACTORS

The limits curve calculated by the von Mises incipient yield condition represents where the CT ▶

предсказать, потому что оно зависит от ряда факторов, которые также почти непредсказуемы. К таким факторам относятся: овальность, предел пластической деформации и толщина стенки трубы. Максимальное растяжение колонны ГНКТ происходит ниже держателя инжектора при начале поднятия инструмента, однако максимальное значение эффективного напряжения σ_{VME} может наблюдаться и на любых других участках из-за действия гидродинамического или гидростатического давления в межтрубном пространстве. Таким образом, смятие ГНКТ может произойти намного ниже уровня стripперного крана.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СМЯТИЯ ГНКТ – МОДЕЛЬ ПЛАСТИЧЕСКОГО ШАРНИРА

Применение модели пластического шарнира зарекомендовало себя надежным инструментом при моделировании смятия ГНКТ. Первым для расчета смятия ГНКТ к этой модели обратился Ньюман [1]. Далее модель была применена Лафтом [2]. Однако Ньюман и Лафт немного по-разному подходили к понятию овальности. Если же свести их подходы к единому знаменателю, то на выходе получаются совершенно идентичные результаты уровня сминающего давления. Еще одну попытку расчета сминающего давления с учетом модели пластического шарнира в 1998 году предпринял Женг [3].

Внутреннее и внешнее давления приводят к появлению изгибающих моментов в стенке ГНКТ. Распределение кольцевого напряжения в стенке ГНКТ, вызванного появлением изгибающих моментов, достигает предела пластической деформации как в случае растяжения, так и в случае сжатия. Когда это происходит, формируется шарнир и возникает смятие трубы. Деформированный участок может иметь 3 или 4 пластических шарнира, как показано на рисунке 7.

СРАВНЕНИЕ С ИЗМЕРЕННЫМИ ДАННЫМИ СМЯТИЯ

Расчеты сминающего давления, проведенные Ньюманом, Женгом и Лафтом на основе модели пластического шарнира, намного больше согласуются с данными измерений, чем расчеты стандарта API RP 5C7. На рисунке 8 продемонстрировано сравнение этих расчетов с данными теста, проведенного Женгом.

На рисунках 9 и 10 (пакет Hercules программного продукта NOV CTES Cerberus) показаны результаты расчета смятия, проведенные по модели пластического шарнира Ньюманом, и смятия, рассчитанного согласно инструкциям стандарта API RP 5C7, а также 80-процентный (безопасный) предел текучести Мизеса для действующей силы и веса. Очевидно, что стандарт API RP 5C7 существенно сокращает допустимый рабочий диапазон.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Расчеты предельных значений силы и давления для ГНКТ сложнее, чем для других типов труб. Для таких расчетов было разработано сложное ПО, например Cerberus компании NOV CTES. Если значения сил и давлений, действующих на ГНКТ, поддерживать в этих пределах, можно гарантировать безопасность проведения операций с колтюбингом.

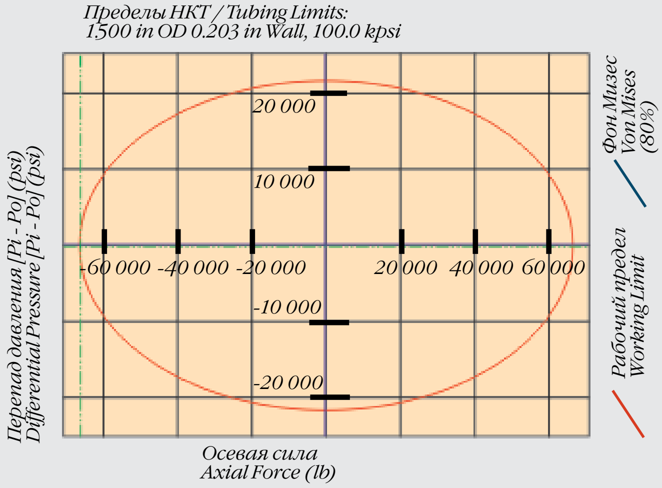


Рисунок 5 – Кривая рабочего предела для эффективной силы (веса) – без деформации

Figure 5 – Working Limit Curve for Effective Force (Weight) – no Buckling

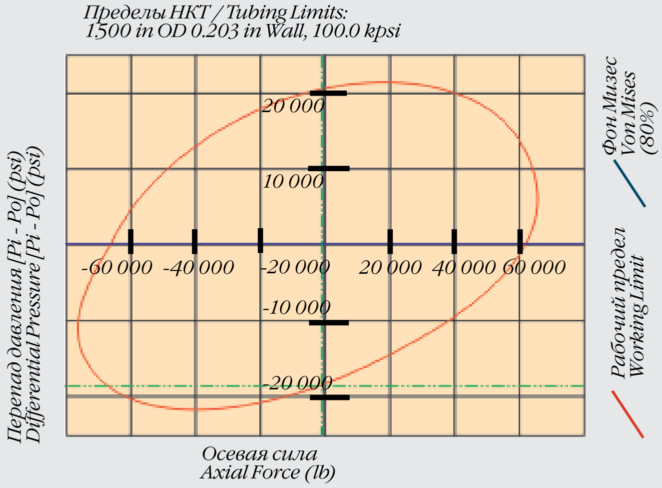


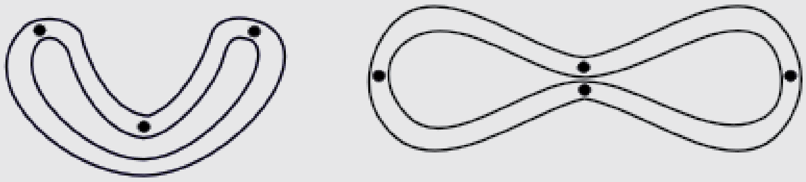
Рисунок 6 – Кривая рабочего предела для измеряемой силы – без деформации

Figure 6 – Working Limit Curve for Real Force – no Buckling

will begin to yield. Multiplying these von Mises curves by the appropriate safety factor (80%) produces the "working limit" curves (Figures 5 and 6). Over the life, CT becomes somewhat oval due to bending on the reel and over the gooseneck. Increased ovality increases the likelihood of collapse. However, the von Mises stress does not take ovality into account.

CT COLLAPSE

Collapse is a difficult failure mode to predict accurately because it depends on factors that are seldom known accurately. These factors include tubing ovality, yield stress, and wall thickness. Maximum tension in a CT string occurs just below the injector head at the start of POOH, but maximumσ_{VME} may occur elsewhere due to flowing or hydrostatic pressure of fluids in the wellbore annulus. Thus, CT can collapse far below the stripper.



3 пластических шарнира
3 Plastic Binges

4 пластических шарнира
4 Plastic Binges

Рисунок 7 – Распределение напряжений прямоугольной формы в ГНКТ согласно модели пластического шарнира

Figure 7 – Square Waveform Plastic Hinge Stress Distribution

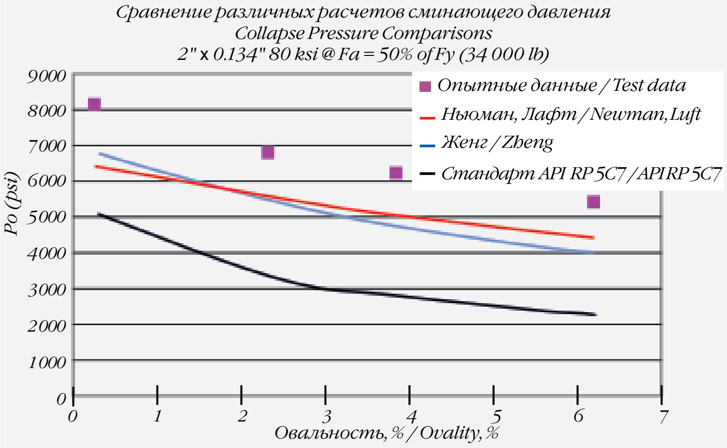


Рисунок 8 – Сравнение различных расчетов сминающего давления

Figure 8 – Collapse Pressure Comparisons

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Newman, K. R. Collapse Pressure of Oval CT / SPE Paper 24988 European Petroleum Conference, Cannes France, November 1992.
2. Luft, H. B., Wright, B.J., Bouroumeau-Fuseau, P. Expanding the Envelope of CT Collapse Ratings in High Pressure/High Temperature Wells / SPE Paper 77611, SPE ATCE, San Antonio, TX October 2002.
3. Zheng, A. S. Improved Model for Collapse Pressure of Oval CT / SPE Paper 55681, SPE/ICoTA Roundtable, Houston April 1999. ◎

CT COLLAPSE PREDICTION – PLASTIC HINGE THEORY

The use of plastic hinge theory has proven accurate in modeling CT collapse. Newman [1] first used this theory to develop a CT collapse calculation. This theory was again used by Luft [2] in 2002. Newman and Luft used slightly different definitions for ovality. When their theories are corrected for this difference, they yield exactly the same collapse pressure calculation results. In 1998, Zheng [3] used plastic hinge theory to develop another collapse pressure calculation.

Internal and external pressures cause bending moments in the CT wall. The hoop stress distributions through the wall thickness caused by these bending moments reach the yield stress in both tension and compression. When this happens, a hinge is formed and the CT collapses. A collapsed section may have 3 or 4 plastic hinges as shown in Figure 7.

Comparison with Measured Collapse

The Newman, Zheng and Luft collapse pressure calculations based upon plastic hinge theory agree much more closely with measured data than does the API RP 5C7 calculation. Figure 8 shows a comparison of these calculations with test data from Zheng's work.

The following figures 9 and 10 (from the Hercules module of the NOV CTES Cerberus software) show the Newman plastic-hinge collapse and the API RP 57C collapse along with 80% of the Von Mises yield limit, for real force and for weight. Obviously, API RP 5C7 collapse significantly reduces the working envelop.

CONCLUSION

The force and pressure limits for CT are more complex than for other types of pipe. Sophisticated models such as the NOV CTES Cerberus software have been developed to calculate these limits. CT operations can be performed safely if the pressures and forces are maintained within these limits. ◎

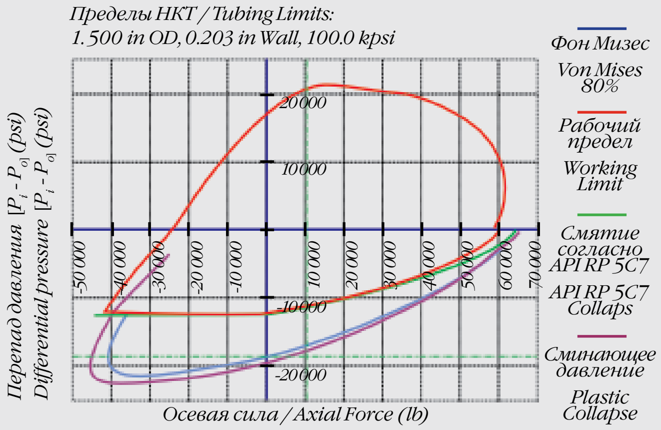


Рисунок 9 – Сравнение результатов расчетов смятия для действующей силы – с деформацией

Figure 9 – Collapse Comparison with Real Force – with Buckling

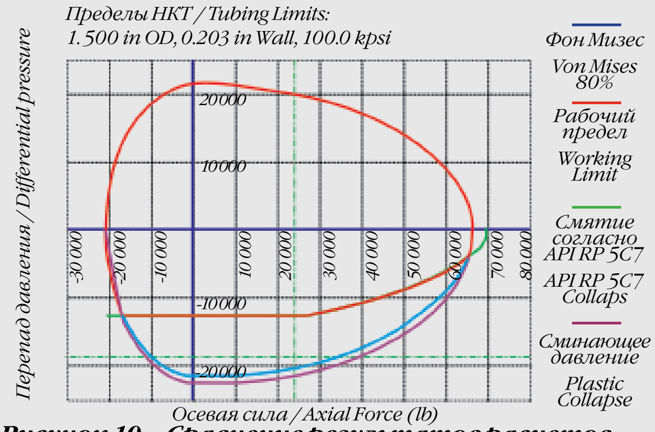


Рисунок 10 – Сравнение результатов расчетов смятия для эффективной силы (веса) – с деформацией

Figure 10 – Collapse Comparison with Weight (Effective Force) – with Buckling

УДК 622.279.5(211)

Использование КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ при заканчивании скважин Бованенковского месторождения

Application of COILED TUBING TECHNOLOGIES for Well Completion at the Bovanenkovskoe Field

А.В. НЕМКОВ, Д.А. КУСТЫШЕВ, Д.А. КРЯКВИН, ООО «ТюменНИИгипрогаз»
A.V. NEMKOV, D.A. KUSTYSHEV, D.A. KRYAKVIN, OOO TymenNIIgiprogaz

Концепцией разработки Бованенковского месторождения предусматривается строительство новых, высоконадежных и интеллектуальных скважин.

Под заканчиванием скважины понимаются работы, завершающие ее строительство: крепление обсадных колонн, вторичное вскрытие пласта, спуск лифтовой колонны и освоение скважины [1].

В связи с принятой схемой освоения месторождения планируется после завершения крепления скважины проводить спуск в нее комплексов подземного оборудования и временную консервацию скважин с последующей их расконсервацией, освоением и пуском в эксплуатацию.

Согласно концепции освоения месторождения газовые скважины, выходящие из бурения, будут оснащаться лифтовыми колоннами с комплексом подземного оборудования [2]. В работе по оснащению скважин комплексами подземного оборудования будут участвовать буровая бригада, отвечающая за спуск с буровой установки лифтовой колонны с подземным оборудованием, и бригада подземного ремонта скважин, обученная у специалистов фирмы-изготовителя комплексов – Baker Oil Tools, Inc. Weatherford и отвечающая за приведение комплекса в рабочее состояние. После запакеровки пакера буровая бригада проводит

Conception of the Bovanenkovskoe field development provides construction of new highly reliable and intelligent wells.

Well completion is a set of operations that finish its construction. Well completion includes well casing, secondary formation exposing, production tubing pulldown and well development [1].

According to the accepted field development scheme, upon completion of well casing it is planned to run downhole equipment complexes in the hole, temporarily abandon the well, then re-enter it, develop and bring it on line.

According to the field development conception all the drilled gas wells will be equipped with production tubing and downhole equipment complex [2]. The drill crew and the well workover crew will take part in the operation of well rigging with downhole equipment complexes. The drill crew will be responsible for pulldown of production tubing and downhole equipment from a drilling rig. The well workover crew trained by the specialists of complexes manufacturing companies, Baker Oil Tools and Weatherford, will be responsible for bringing the complex to operational status. After sealing packer the drill crew performs the operation of temporary well abandonment for the period of completion waiting time and then, together with the drilling rig, moves to the next object for continuation of работы по консервации скважины на период ожидания освоения и ввода в эксплуатацию, а затем вместе с буровой установкой переезжает на следующий объект для продолжения процесса бурения скважин куста. Работы по расконсервации скважины, освоению и вводу ее в эксплуатацию после завершения периода консервации будет проводить бригада подземного ремонта скважин с помощью колтюбинговой установки. При этом работы по перфорации эксплуатационной колонны будут осуществляться силами геофизической партии.

Работы по оснащению скважин комплексом подземного оборудования будут проводиться в следующей последовательности.

После завершения бурения скважины и цементирования эксплуатационной колонны проводится замена бурового раствора в скважине на газовый конденсат. На устье скважины монтируется трубная головка фонтанной арматуры, противовыбросовое оборудование. В скважину спускается лифтовая колонна с комплексом подземного оборудования и приустьевым клапаном-отсекателем устьевым. С устья скважины демонтируется противовыбросовое оборудование и монтируется коренная задвижка с глухим фланцем. Буровая установка передвигается для бурения следующей скважины в кусте, а на устье монтируется елка фонтанной арматуры. Проводится запакеровка пакера.

Консервация скважины будет осуществляться путем последовательного выполнения следующих операций.

Закрывается приустьевой клапан-отсекатель. Тем самым перекрывается ствол скважины, затрубное пространство уже перекрыто пакером. В подвеске НКТ трубной головки устанавливается обратный клапан, а в ее боковых отводах – съемные пробки. Проводится закрытие гидроуправляемых и ручных задвижек. С задвижек снимаются штурвалы, отводы фонтанной арматуры герметизируются глухими фланцами.

Расконсервация скважин будет выполняться в следующей последовательности.

На устье скважины монтируется колтюбинговая установка с блоком превенторов и инжектором. С отводов фонтанной арматуры снимаются глухие фланцы, на задвижки устанавливаются штурвалы. Из боковых отводов трубной головки и подвески НКТ извлекаются съемные пробки и обратный клапан. С помощью станции управления фонтанной арматурой открывается приустьевой клапан-отсекатель. Проводится шаблонирование внутренней полости лифтовой колонны.

well cluster drilling process. Re-entry operations, completion and bringing the well into production after the temporary abandonment will be made by the well workover crew with the help of a coiled tubing unit. At the same time, geophysical team will carry out perforation of the production string.

Operations of well rigging with downhole equipment will be carried out in the following way.

After well drilling and the production string cementing are completed the drilling fluid in the well is replaced with gas condensate. The casing head of the production string and the blowout preventer are installed on the wellhead. The production tubing together with the downhole equipment complex and the wellhead shutoff are run into hole. The blowout preventer equipment is then dismantled from the wellhead and a cock with a blank flange is installed. The drilling rig moves to the next well in the cluster while a Christmas tree is assembled on the wellhead. The final step is packer sealing.

Temporary abandonment of the well will be done in the following way.

The wellhead shutoff is closed. Thereby, the wellbore is closed (annular space is already closed by the packer). In the buckle of the tubing string head back-pressure valve is installed, while in its laterals drill crew mounts removable caps. Hydro and manually controlled cocks are closed. Spiders are removed from the cocks, production tree bands are sealed with blank flanges.

Well re-entry is performed in the next order.

Coiled tubing unit is rigged up on the wellhead together with the injector head and the blowout preventors block. Blank flanges are removed from the production tree bands, the spiders are installed on the cocks. The back-pressure valve and the removable caps are extracted from the buckle and the laterals of the tubing string head. With the help of production tree control station the wellhead shutoff is opened. Sweeping-up of production tubing annulus is performed.

Well completion will be organized in the following way.

The perforation assembly is lowered into the well with the help of coiled tubing or wireline. Perforation of the production string is carried out. String perforation starts from the lower interval and moves to overlying intervals. Formation stimulation starts from the lower interlayer by means of pulling coiled tubing up through the formation. After stimulation well flaring is performed.

After multiple well platform construction and connection of the well to the gas collector, the well is brought into production.

Освоение скважины будет проводиться следующим образом.

В скважину спускается перфорационная сборка на колонне гибких труб или на геофизическом кабеле. Проводится перфорация эксплуатационной колонны. Перфорация колонны ведется, начиная от нижнего интервала и перемещаясь к вышележащим. Осуществляется вызов притока из пласта, начиная с нижнего пропластка, путем перемещения гибкой трубы снизу вверх по толщине пласта. После вызова притока осуществляется отработка скважины.

После обустройства кустовой площадки и подсоединения скважины к газосборному коллектору проводится пуск скважины в эксплуатацию.

Следует отметить, что проектируемые для бурения на Бованенковском месторождении скважины имеют субгоризонтальное окончание. В связи с этим спуск перфорационных зарядов с помощью геофизической лебедки затруднителен, особенно его прохождение через комплекс подземного оборудования. Использование колонны НКТ малого диаметра (не более 48 мм) для спуска перфорационных зарядов возможно, но это повлечет дополнительные затраты на монтаж передвижного подъемного агрегата, спуск НКТ. Кроме этого, после проведения перфорации потребуется глушение скважин, что отрицательно скажется на фильтрационных свойствах призабойной зоны и величинах последующих дебитов. Наиболее целесообразным в этом случае представляется спуск перфорационных зарядов на гибкой трубе с помощью колтюбинговых установок. Это позволит исключить глушение скважины после перфорации эксплуатационной колонны, осуществлять вторичное вскрытие пласта на депрессии или равновесии.

Помимо этого, применение колтюбинговых установок при расконсервации скважин позволит проводить дополнительные промывки скважин, осуществлять интенсификацию притока (например, кислотными обработками или вибровоздействием), проводить при необходимости глушение скважины.

Перемещение гибкой трубы снизу вверх при вызове притока будет гарантировать включение в работу всех перфорированных участков пласта, что скажется на производительности скважины. Кроме того, этим достигается плавный пуск скважины в работу. В результате будут исключены рывки лифтовой колонны и разгерметизация пакера.

Перед освоением Бованенковского месторождения было проанализировано

It should be noted that all the wells designed for drilling on the Bovanenkovskoe field have subhorizontal end. In this connection pulldown of perforation explosives with the help of wireline truck, especially their passing through downhole equipment complex, is hampered. Utilization of tubing string of a small diameter (less than 1-8/9”) for perforation explosives pulldown is possible, but this will entail additional expenses for mobile lifting unit installation and paying the tubing out. Besides, well killing needed after perforation will adversely affect the filtration properties of bottomhole formation zone and subsequent flow rates. The most advisable action in this case is to lower perforation explosives on CT with the help of CT units. This will eliminate the need of well killing after production string perforation and will allow to perform secondary formation exposing in underbalanced or balanced conditions.

Besides, application of CT units during well re-entry allows to perform additional well flushing-out operations, flow stimulation operations using acid treatments or high-frequency impact. It also allows to perform well killing in case such need arises.

Coiled tubing moving up the hole during well stimulation will ensure that all perforation intervals are active, which will affect well productivity. Additionally it will also ensure that the operation of bringing the well into production runs smoothly. As a result, production tubing kicks and packer releasing will be eliminated.

Several variants of organization of well logging with downhole equipment, well conservation, reactivation and bringing it into service both with mobile lifting units and CT units were analyzed before the development of the Bovanenkovskoe field. Optimum alternative is to use CT equipment for well development and completion.

In case of early drilling wells will be temporarily abandoned until their connection to gas collecting network. Then, with the help of CT units we will perform operations of their development. According to the estimates, in 2010 we will need two teams equipped with CT units, in 2011 and 2012 – three teams, in 2013 and 2014 – two teams, in 2015 – four teams. In this case cycle time of perforation, stimulation and well flaring, as well as equipment rig-up and rig-down, must be less than one week. Otherwise, the number of teams should be increased.

On this basis, it is advisable that an overhaul plant acting as a general contractor for jobs execution has two teams equipped with CT units. In 2011, 2012 and 2015 additional teams from other service companies can be recruited on the terms of a tender.

несколько вариантов организации работ по оснащению скважин подземным оборудованием, консервации, расконсервации и вводу в эксплуатацию как с передвижных подъемных агрегатов, так и с колтюбинговых установок. Оптимальным вариантом является использование колтюбинговой техники для заканчивания и освоения скважин.

Организационно, при условии опережающего бурения, скважины будут временно консервироваться на период ожидания их подключения к газосборной сети, после этого будут проводиться работы по их освоению с помощью колтюбинговых установок. При этом, как показывают расчеты, в 2010 году потребуются две бригады, оснащенные колтюбинговыми установками, в 2011 и 2012 годах – по три бригады, в 2013 и 2014 – по две бригады, а в 2015 – четыре. В этом случае продолжительность работ по перфорации, вызову притока и отработке скважины на факел, а также по монтажу и демонтажу оборудования не должна превышать одной недели, в противном случае количество бригад должно быть больше.

Исходя из этого, наиболее целесообразно иметь в наличии у ремонтного предприятия, являющегося генеральным подрядчиком на выполнение работ, две бригады, оснащенные колтюбинговыми установками, а для выполнения работ в 2011, 2012 и 2015 годах могут быть на условиях тендера привлечены дополнительные бригады сторонних сервисных ремонтных предприятий.

Данная концепция освоения Бованенковского месторождения позволяет обеспечить снижение затрат на строительство скважин, уменьшить непроизводительные простои дорогостоящего оборудования, в первую очередь буровой установки. При использовании данных технических решений не произойдет загрязнение призабойной зоны пласта, сохранятся его продуктивные характеристики, а значит, будет получено больше ценнейшего углеводородного сырья.

При успешной апробации технических решений на газовых скважинах Бованенковского месторождения данная концепция будет использоваться при последующем освоении скважин Харасавэйского и Крузенштерновского месторождений полуострова Ямал. ◎

ЛИТЕРАТУРА

1. Соловьев, Е. М. Заканчивание скважины / Е. М. Соловьев. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
2. СТО Газпром 2-3.3-044-2005. Компоновки подземного и устьевого оборудования скважин месторождений полуострова Ямал. – М.: ИРЦ Газпром, 2005. – 33 с.

This conception of the Bovanenkovskoe field development allows to reduce well construction costs, decrease unproductive idle time of expensive equipment, first of all the drilling rig. Utilization of these technical solutions will prevent bottomhole formation zone pollution, hence formation productive characteristics will be preserved and more costly hydrocarbons will be produced.

On conditions of successful approbation of technical solutions in gas wells of the Bovanenkovskoe field, this conception will be used for subsequent development of wells at the Harasavejskoe and the Kruzenshternovskoe fields of the Yamal Peninsula. ◎

REFERENCES

1. Solovjev, E. M. Well completion / E. M. Solovjev. – Moscow: Nedra, 1979. – p. 303.
2. STO Gazprom 2-3.3-044-2005. Downhole and wellhead equipment assemblies for wells of the Yamal Peninsula fields. – Moscow: IRC Gazprom, 2005. – p. 33.

Результаты и перспективы обработки нефтегазовых скважин кислотными составами компании «Зиракс» и ее сервисного подразделения ООО «Зиракс-Нефтесервис».

The results and prospects of treatment of O&G wells with acid compositions at Zirax Company and its service subdivision Zirax Nefteservice.

СИСТЕМНОЕ ВНЕДРЕНИЕ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКВАЖИН

SYSTEMATIC IMPLEMENTATION OF ACID TREATMENT AT HYDROCARBON WELLS

Михаил ПЕТРУШИН, генеральный директор ООО «Зиракс»
Mikhail PETRUSHIN, director general at Zirax

Системное внедрение кислотных обработок углеводородных скважин может приносить заказчикам тысячи процентов рентабельности и существенно увеличить добычу за относительно короткий срок времени.

Технология использования синтетической соляной кислоты для обработки призабойной зоны пласта в добывающих и нагнетательных скважинах начала применяться в США в конце 19 века, в некоторых публикациях называется 1895 год.

К сегодняшнему дню практически все мировые нефтесервисные гранды – такие компании, как Baker Hughes, Шлюмберже, Halliburton, MacDermot, BJ Services и др. – разработали, запатентовали и успешно используют для обработки углеводородных скважин собственные кислотные растворы на основе чистой синтетической соляной кислоты с добавлением определенного набора комплексных присадок, которые обеспечивают долговременное увеличение дебитов скважин, сохранение коллекторских свойств пласта и защиту нефтепромыслового оборудования от коррозии.

В советское время по разным причинам соляная кислота в качестве технологии для повышения нефте- и газоотдачи в России активно не применялась. Вероятно, в этом не было особой необходимости. Были открыты крупные месторождения в Западной Сибири с хорошими, «свежими» скважинами, нефти было достаточно много, дебиты были весьма высокими. Соответственно, системно данной тематикой местные сервисные компании, а также нефтепромысловые производственные управления не занимались. Как результат, не создавалась в национальном масштабе и соответствующая инфраструктура для обеспечения перевозок, хранения и использования кислотных составов, не были закреплены на должном уровне

Systematic innmplementation of acid treatment of hydrocarbon wells may bring customers thousands of percents of profit and boost production in short time.

The technology of using synthetic hydrochloric acid for bottomhole treatment in production and injection wells was for the first time tried in the late 19th century. Some publications date it back to 1895.

To date, virtually all oilfield service leaders like Baker Hughes, Schlumburger, Halliburton, MacDermot, BJ Services and others have designed, patented and now successfully apply treatment of hydrocarbon wells with their own acid solutions based on pure synthetic hydrochloric acid with a number of complex additives, which provide for long-term increase in well flow rates, preservation of reservoir properties of formations, protection of O&G equipment from corrosion.

In Soviet time the hydrochloric acid wasn't actively applied for O&G production enhancement in Russia for a number of reasons. Probably, they were of little need. Western Siberia had major fields rich in fresh wells with plenty of oil and high flow rates. Therefore, service companies and oil producing divisions didn't take a systematic approach to the issue. Consequently, there was no nationwide infrastructure for transportation, storage and application of acid compositions as well as industry and corporate quality standards for acids and acid compositions.

отраслевые и корпоративные стандарты качества кислоты и кислотных составов.

С началом приватизации нефтяной отрасли в 1990-е годы в Россию пришли западные сервисные компании, которые уже имели опыт работы с кислотной технологией за пределами России, но не стали ее активно применять, в том числе и по причине отсутствия необходимой для этого логистической и производственной инфраструктуры. Кроме того, для активного продвижения данной технологии им необходимо было получать разрешения на транспортировку кислоты, лицензии на работу с соответствующими химикатами, инвестировать в создание соответствующих транспортных средств для перевозки кислоты по территории России. В общем, существовало огромное множество естественных и бюрократических препонов, которые делали использование кислотных растворов делом дорогим и крайне неудобным, несмотря на очевидную эффективность и экономичность решения.

В силу перечисленных причин, а также краткосрочного видения ситуации со стороны западных компаний, в России для стимулирования нефте- и газоотдачи пластов стали применять другие технологии, прежде всего гидроразрыв пласта с использованием западных технологий и импортной реагентной базы. Эти методы приводили к быстрому росту дебитов скважин, но часто безвозвратно губили месторождения за счет последующей обводненности. При этом стоимость использования такой технологии была существенно выше традиционной кислотной обработки.

Сейчас, с нашей точки зрения, тенденция меняется, причем достаточно быстро. Кислотная обработка, будучи во многих случаях оптимальным с точки зрения экономичности и эффективности решением для нефтегазовых компаний, уверенно занимает свое место среди наиболее перспективных решений в области стимулирования добычи на уже существующих месторождениях.

При этом если поставщик услуги еще и обеспечивает контроль качества за производством кислотного состава, как в случае с Зиракс, полностью берет на себя обеспечение логистики по доставке, хранению кислоты, приготовлению нужного раствора на скважине, то это автоматически снимает с заказчика массу технических и организационных проблем, что делает обработку реально эффективной с точки зрения конечного результата – роста производства и снижения операционных затрат на обслуживание скважин.

Рынок в настоящий момент находится в стадии активного развития, но при этом до сих пор существует масса ограничений, которые сдерживают массовое применение кислотных обработок на российских

With oil industry going private in 1990s, Western companies came to Russia. Though they had some experience in the technology, they didn't actively apply it, because there was no necessary logistics and production infrastructure. Besides, in order to actively implement the technology they had to receive permits for acid transportation, licenses for working with corresponding chemicals, invest in production of vehicles for acid transportation on the territory of Russia. In sum, there were too many natural and bureaucratic barriers, which made the application of acid solution expensive and inconvenient in spite of evident efficiency and cost effectiveness of the technology.

Системное внедрение кислотных обработок углеводородных скважин может приносить заказчикам тысячи процентов рентабельности и существенно увеличить добычу за относительно короткий срок времени.

Due to the above-mentioned reasons and unfamiliarity of Western companies with Russian realities, the country saw the spread of other production enhancement technologies like hydrofracturing based on Western equipment and imported reagents. These methods gave way to fast growth in well yield, but often irrevocably destroyed the field due to consequent watercut. The cost of such technology would be substantially higher than that of traditional acid treatment.

We think that today the situation is altering, and very fast. Being an optimal solution from the perspectives of cost-effectiveness and efficiency, the acid treatment is considered to be one of the leading and most promising technologies for production enhancement at the existing fields.

In case the service provider ensures quality control during the production enhancement, like it is at Zirax, takes upon itself the logistic support during transportation, storage of acid, preparation of the necessary solution in the well, the customer is automatically spared of many technical organizational problems and is likely to enjoy good results of the operation: increase in production and reduction in service operational costs.

Systematic inmplementation of acid treatment of hydrocarbon wells may bring customers thousands of percents of profit and boost production in short time.

At the moment the market is actively developing. Yet, a number of constraints hold back mass application of acid treatment at Russian fields. These constraints include, as mentioned previously, infrastructure problems, месторождениях. Это все те же инфраструктурные проблемы, недостаточная развитость национальных стандартов в области производства и применения синтетической соляной и плавиковой кислот для проведения обработки пластов карбонатных и терригенных коллекторов. Отдельной темой стоит продолжение использования многими компаниями абгазных кислот, которые являются промышленным отходом крупных химических комбинатов и зачастую дают при применении обратный результат – кольматацию пласта и снижение дебитов. Это надолго отбивает охоту у нефтяников в принципе использовать кислоты для обработок, выбирая все тот же дорогостоящий гидроразрыв пласта или просто не применяя ничего.

Зиракс совместно с недавно созданным дочерним предприятием ООО «Зиракс-Нефтесервис» (Волгоград) и своим долгосрочным надежным партнером ЗАО «Полиэкс» (Пермь) активно занимаются в меру своих финансовых, кадровых и организационных возможностей решением накопившихся проблем в отрасли для организации качественного и системного подхода к кислотной обработке. Компания проводит весь цикл работ – от понимания и системного анализа проблемы скважины, подбора наиболее подходящей рецептуры кислотного состава, его производства и контроля качества на заводе в Волгограде, до доставки, хранения на скважине в период использования, контроля за технологией применения, анализа результатов, утилизации тары (если поставка осуществляется не железнодорожным или автомобильным транспортом).

Недавно созданное в рамках химического парка в Волгограде современное крупнотоннажное производство синтетических кислотных составов «Зиракс-Полиэкс» марки КСПЭО и Extroil™ на период до 2013 года может покрыть до 30–40% потребности российских нефтегазовых компаний в современных кислотных составах. Мы начали продавать кислотные растворы в августе 2008 года. За год месячные продажи компании выросли более чем в 20 раз.

Синтетическая соляная кислота Extroil™ взаимодействует с породой вокруг скважины и повышает проницаемость пор, размывая их. Химический процесс взаимодействия кислоты и карбонатной породы достаточно глубоко изучен Зиракс, так как на нем базируется наше основное производство в Волгограде – синтетические высокочистые солевые жидкости глушения серии PelletOil™ и CompactOil™ на основе гранулированного хлорида кальция и выпарной соли.

В результате промывки пор и увеличения притока флюида повышается дебит добывающей скважины или приемистость нагнетательных скважин – в зависимости от того, какие скважины обрабатываются. Ингибированная соляная кислота Extroil™ используется в основном для карбонатных пород, составы на основе соляной и плавиковой кислот

> *Мы более чем уверены в качестве своих составов, использование которых за период с 2003 года по сегодняшний день во многих добывающих регионах уже не раз доказывало свою эффективность и полную адаптированность к российским условиям.*

poor development of national standards in the production and application of synthetic hydrochloric and hydrofluoric acids for treating the formations of carbonate and terrigenous basins. A separate subject of discussion is that many companies still use the waste acids, which are the industrial waste of large chemical plants. When used, they often produce the reverse result - formation clogging and production decline, which strongly discourages oilmen from using acids for treatment again and makes them choose the expensive hydrofracturing or simply do nothing.

Together with its newly started subsidiary Zirax Nefteservice (Volgograd) and long-term reliable partner Polyex (Perm) Zirax focuses the available financial, human and organizational resources on setting down a bulk of problems in the industry in order to organize a quality and systematic approach to acid treatment. The company does the whole cycle of operations starting from understanding and systematic analysis of the problems in the well, selection of the most appropriate recipe of acid composition, its production and quality control at the plant in Volgograd, its transportation and storage at the site during the application period, control over application technology, analysis of results, utilization of containers (in case delivery is carried out not by road or railroad).

The Chemical Park has recently been created in Volgograd. This is a modern large-scale production of synthetic acid compositions Zirax-Polyex, class KSPEO and Extroil™. It can satisfy 30-40% of the demands of Russian O&G producers in modern acid compositions. We started applying acid solutions in August 2008. In a year the company's revenues rose by over 20 times.

The synthetic oil acid Extroil™ penetrates the formation around the well, makes it more porous and corrodes it. Zirax made a comprehensive study on chemical interaction between the acid and the carbonate rock, as its principal production in Volgograd is based on it. It manufactures synthetic high-purity saline killing liquids of Pellet Oil™ and CompactOil™ series based on granulated calcium chloride and evaporated salt.

Washing of the pores and increase in fluid influx result in higher yield of the producing well or better injection capacity depending on what kind of wells are treated. The inhibited используются для терригенных коллекторов. При помощи ингибированной синтетической соляной кислоты Extroil™ наши клиенты проводят так называемые кислотные ванны, которые предваряют кислотную обработку и готовят оборудование для ввода собственно кислотного состава (промывка оборудования от грязи и наростов без закачки в пласт). Кислотный состав серии Extroil™ и КСПЭО вводят уже непосредственно в призабойную зону пласта для взаимодействия с породой. Комплексные присадки в виде запатентованного состава позволяют кислоте «работать» с породой именно в тех местах, где это необходимо, промывать наиболее ответственные и нужные направления, поддерживать концентрацию и не растворяться быстро, не образовывать эмульсии, не гелироваться и др. Фактически кислотный состав работает в так называемом режиме автопилота, следуя заранее выданному заданию и проводя именно ту работу, которую нужно делать, и в отведенные для этого сроки. В зарубежной практике такие составы называют VDA, smart acid, мы называем это «самоотклоняющийся состав» или просто – «умная кислота». Качество кислоты при этом, конечно, должно быть соответствующее.

Состав присадок зависит от характеристик скважины. Но в России около 150 тыс. скважин, и физически невозможно под каждую скважину подбирать свою отдельную формулу. В принципе процентное соотношение определенных присадок может варьироваться от скважины к скважине без изменения базового состава компонентов, хотя, если позволяют время и технология, можно подобрать индивидуальный состав для каждой отдельной скважины.

Сейчас у нас существуют порядка 30 различных вариантов кислотных составов, из которых выбирается наиболее подходящий для данного месторождения. В базовом приближении составы делятся на марки для добывающих и нагнетательных скважин, по типам коллекторов, по температурам, по типам пластовых вод, глубине призабойного пространства, давлению. На одну обработку скважины может требоваться порядка 50 т продукта. Его количество зависит от размера призабойного пространства и характеристик кислотного состава.

Наши клиенты предъявляют достаточно жесткие требования к качеству кислотных составов, начиная от содержания примесей в соляной кислоте (например, железа) и заканчивая качеством упаковки кислотного состава, который мы доставляем прямо на скважину. Содержание железа в кислоте влияет на загрязнение коллектора и на устойчивость к кислоте нефтепромыслового оборудования. В кислотных составах Зиракс содержание железа в сотни раз меньше, чем в абгазных кислотах, которые часто заливают в скважины, вместо того чтобы утилизировать как отходы производства. Отдельные требования есть и в отношении ингибиторов солянокислотной коррозии, в отношении сульфатов, сульфидов – все примеси в конечном итоге,

We are more than sure of the quality of our compositions. Starting from 2003, their use in several production regions has many times proved its efficiency and complete suitability to Russian conditions.

hydrochloric acid Extroil™ is mainly used for carbonate rocks. The compositions based on hydrochloric and hydrofluoric acids are used for terrigenous basins. The inhibited synthetic hydrochloric acid Extroil ™ helps our clients to create so-called "acid baths", which precede acid treatment and prepare the equipment for acid composition (washing dirt and buildups out of equipment without drive into the well). The acid composition of Extroil™ and KSPEO series is introduced directly into the bottomhole zone for its interaction with the formation. Multipurpose additives allow the acid to "work" with the formation in the necessary locations, wash the most important and needed channels, support the required concentration. In such case it doesn't dissolve fast, produce emulsions and gels, etc. In fact, the acid composition works in so-called autopilot mode, following the established objective and doing the correct job within the designed time frame. Foreign specialists call such compositions VDA or smart acid, we call them "self-deviating composition". Clearly, a high quality of acid is required.

The formulation of additives depends on well properties. Russia has some 150,000 wells and it is impossible to invent a formula for each of them. In general, the percentage ratio of different additives may vary from well to well without changes in basic composition of the components. Yet, in case there is enough time and corresponding technology, individual composition can be found for every well.

At the moment we have about different variants of acid compositions. We choose the most suitable among them for the given well. We divide the compositions according to grades for production and injection wells, types of formation, temperature, types of reservoir water, depth of bottomhole region and pressure. Around 50 tons of the product may be required for treating 1 well. Its amount depends on the size of bottomhole region and characteristics of acid composition.

Our clients impose rather stringent requirements upon the quality of acid compositions - from the level of impurities (say iron) in hydrochloric acid to the quality of acid composition package, which is supplied right to the well. Iron content in the acid affect the purity of the basin and resistance of downhole equipment to the impact of the acid.

пусть не сразу, а через несколько месяцев, сильно влияют на конечные операционные и капитальные затраты клиентов, итог которым подводится в конце каждого производственного сезона.

По нашим данным, которые базируются на более чем шестилетнем опыте работы в России, увеличение дебита скважины после обработки в течение трех месяцев составляет около 40%, приемистость нагнетательных скважин может увеличиваться на сотни процентов. Где-то эта цифра может быть больше, где-то меньше. Результат может держаться около 100–120 дней, после чего мы рекомендуем делать повторную обработку, чтобы годовые результаты по скважине были еще больше. Мы считаем, что скважину нужно обрабатывать не менее двух раз в год. При этом эффективность или потребительская ценность (выгода) в процентном и денежном эквиваленте для клиентов за год с учетом стоимости кислотного состава Зиракс может составлять несколько тысяч процентов или сотни тысяч долларов США на одну скважину.

Мы более чем уверены в качестве своих составов, использование которых за период с 2003 года по сегодняшний день во многих добывающих регионах уже не раз доказывало свою эффективность и полную адаптированность к российским условиям. Среди клиентов Зиракс: Газпром, Лукойл, Роснефть, казахстанские компании. Очень хорошо показали себя растворы на астраханском комплексе Газпрома. Там сейчас создана инфраструктура для использования кислотных растворов – есть площадки для хранения крупных партий, появилось оборудование на скважинах, обучен персонал.

Потенциал рынка кислотных составов очень большой, но реализован он может быть только при условии решения инфраструктурных проблем, организации системного подхода к кислотной обработке с соответствующим менеджементом, предложения клиентам кислотных составов достойного качества с высокой потребительской ценностью.

В настоящее время основной упор Зиракс и ООО «Зиракс-Нефтесервис» делает на «расшивке» логистических препятствий, которые до сих пор существенно сдерживают масштабное применение кислотных обработок на территории России, а также на создании разумного и экономичного сервисного подхода к применению кислотных составов на скважинах, контроле технологического процесса обработки и анализа результатов.

По нашим подсчетам, даже если в России системно будет обрабатываться 10% скважин, это даст стране дополнительно порядка 23 млн т сырой нефти в год, что сопоставимо с вводом в строй нового месторождения при несоразмерно меньших затратах. Соответственно, обработка 20% скважин может дать дополнительно порядка 50 млн т сырой нефти в год уже в краткосрочной перспективе, а это 10% от общего объема добычи в России.

In acid compositions of Zirax the iron content is hundreds times less than in abrasive acids, which are often pumped into the wells instead of being disposed as waste. There are also certain requirements for inhibitors of hydrochloride corrosion, sulfates, sulfides. Ultimately all additives, may be not at once, but in several months, affect the final operational and capital expenses of the clients, calculated at the end of every production season.

According to our data, based on 6 years of operational experience in Russia, after 3-month treatment the well yield amounts to some 40%, while the intake rate of the injection wells rises by hundreds percent. Depending on the well, it can be higher or lower. The result may keep for about 100–120 days. After that re-treatment is necessary to increase the annual production rate. We think that well should be treated at least twice a year. Taking into account the cost of acid composition of Zirax, the annual efficiency or the customer value (profit) for clients in percentage ratio or money equivalent may be several thousands percent or hundreds of thousands of USD per 1 well.

We are more than sure of the quality of our compositions. Starting from 2003, their use in several production regions has many times proved its efficiency and complete suitability to Russian conditions. Among the clients of Zirax are Gazprom, Lukoil, Rosneft and Kazakh companies. The use of solutions at Gazprom's complex in Astrakhan was a major success. Gazprom created the necessary infrastructure for using acid solutions including sites for storage of big amounts of acid. The company has the corresponding equipment and trained personnel.

The potential of the acid compositions market is enormous, but it can be realized only in case the infrastructure problems are settled, systematic approach to acid treatment and the corresponding management is organized. The clients should be offered the acid composition of high quality and customer value.

At the moment Zirax and Zirax-Nefteservice give a high priority to removing the logistics obstacles, which hamper a large-scale application of acid treatment on the territory of Russia, creation of reasonable and economical service for using acid compositions at the wells, treatment control and analysis of results.

According to our estimates, even if Russia treats 10% of wells on a regular basis, the country will receive additional 23 million tons of crude oil a year, which is equal to launching a completely new field, but with much lower costs. Consequently, the treatment of 20% of wells is going to add 50 million tons of crude oil a year in a short term and this is 10% of the total production volume in Russia.

СИСТЕМА НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ
DIRECTIONAL DRILLING SYSTEM

Одним из предприятий Группы ФИД – СЗАО «Новинка» – создана система направленного бурения СНБ89-76М с электрическим каналом связи. Она предназначена для направленного бурения всех типов скважин в составе колтюбинговых или других буровых комплексов, обеспечивающих кабельный канал связи между КНБК и наземным оборудованием. Промысловые испытания системы успешно прошли на скважине Котельниковского месторождения РУП «ПО «Белоруснефть». Бурение велось в глинистых и карбонатных пластах колтюбинговой установкой М30 производства СЗАО «Фидмаш» (тяговое усилие инжектора 36 т, длинномерная труба диаметром 50,8 мм и длиной 3700 м). Проведенные испытания показали надежность функционирования и устойчивость управления всех элементов системы направленного бурения, а также ее соответствие техническим параметрам.

На вопросы наших читателей и пользователей сайта, касающиеся новой системы направленного бурения, отвечает Геннадий ШУРИГИН, главный конструктор СЗАО «Новинка»

Какие зарубежные аналоги Вашей системы присутствуют сегодня на российском рынке и в чем преимущества Вашей системы?

На сегодняшний день нам известна только одна компания, которая занимается разработкой и производством систем направленного бурения малого диаметра для колтюбинга и присутствует на российском рынке. Это американская компания Baker Hughes Inteq. Прежде чем говорить о достоинствах или недостатках нашего продукта, хочу отметить его патентную чистоту в отношении ключевых элементов конструкции.

Основным достоинством нашей системы является то, что она значительно дешевле и имеет более простую конструкцию ориентатора. Эта конструкция защищена патентами (РФ 79607, РБ 5136, евразийская заявка на изобретение 200801091/30).

Не последнюю роль в продвижении продукта на рынок играет сервисная поддержка. Каким образом Вы собираетесь строить свою стратегию в данном вопросе?

Прежде всего, мы будем использовать фактор близости производителя и потребителя. Далее последуют стандартные решения, такие как:

- обучение;
- сопровождение при запуске;
- сопровождение при эксплуатации (супервайзинг);
- поставка запчастей (электронных блоков, уплотнений,

CJSC Novinka, a member of the FID Group, has developed a new directional drilling system SNB89-76M with an electric communication channel. It is designed for directional drilling of all types of wells as a part of coiled tubing units or other drilling complexes that provide a cable communication channel between the bottomhole assembly and the ground installation. Field tests of the system have been successfully performed in the well of Kotelnikovskoye field of the Republican Unitary Enterprise "Production Association "Belorusneft". Drilling operations were performed in clay-bearing and carbonate formations with the help of coiled tubing unit M30 manufactured by NOV Fidmash (injector pull capacity is 77,000 lbs, coiled tubing length is 12,150 ft and OD is 2"). Completed field tests showed the reliability of functioning and control stability of all elements of the directional drilling system, as well as its compliance with technical parameters.

Gennady SHURIGIN, chief designer of CJSC Novinka, answers the questions of our readers and website users about the new directional drilling system.

Are there any foreign counterparts of your system on the Russian market today and what are the advantages of your system?

Today we know only one company, present at the Russian market, that develops and manufactures directional drilling systems of small diameter for coiled tubing. It is the US company Baker Hughes Inteq. Before I start to talk about the advantages and drawbacks of our product, I want to mention its novelty with respect to main construction elements.

The main advantage of our system is that it is considerably cheaper and has more simple design of orientator. This design is protected by patents (RF 79607, RB 5136, Eurasian patent pending 200801091/30).

Technical support of the product is very important for its marketing and commercializing. What is your strategy in this respect?

First of all we will use the factor of closeness of manufacturer and customer. Then we will apply the following standard solutions:

- training;

оригинальных деталей из немагнитных материалов и др.);
- гарантийное и послегарантийное обслуживание;
- модернизация.

Хочу отметить, что материалы и комплектующие для СНБ часто имеют длительный срок поставки (до 6–8 месяцев). Для того чтобы не допускать простоя оборудования, мы будем иметь на складе достаточный запас деталей и проводить ремонт в кратчайшие сроки.

Чем обусловлен выбор диаметра КНБК 76 мм?

Выбор диаметра обусловлен особенностями применения колтюбингового бурения. В настоящее время такое бурение применяется для заканчивания пробуренных скважин или удлинения существующих. Большинство таких скважин в Западной Сибири обсажены хвостовиками диаметром 102 мм. Внутренний диаметр их составляет 90–92 мм. Исходя из этого, бурение можно проводить долотами 85–92 мм. Использование КНБК и ВЗД диаметром 76 мм является оптимальным в этом случае, обеспечивая достаточные прочность и кольцевой зазор для выноса породы. Компоновку такого диаметра можно использовать для бурения на гибкой трубе от 50,8 мм до 73,03 мм.

Кроме того, нами разработана компоновка диаметром 89 мм. Она может быть использована для бурения вторых стволов после зарезки из обсадной колонны диаметром 143 мм (внутренний диаметр 129 мм). В данном случае возможно применение долот до 120 мм и ВЗД диаметром 89 или 95 мм. Эта компоновка может эксплуатироваться на гибкой трубе от 60,33 мм.

Что представляет собой программное обеспечение для системы направленного бурения?

Программное обеспечение представляет собой комплекс, который выполняет следующие функции:
- тестирование и калибровку модулей системы в условиях лаборатории;
- получение данных (давление, нагрузка, температура, уровень вибрации, ориентация КНБК и т. д.) и управление компоновкой при работе;
- отображение в реальном времени графиков получаемых данных;
- построение траектории скважины (реальной и проектной);
- построение каротажных диаграмм (гамма-каротаж, резистивиметрия, локатор муфт и т. д.), совместимых с данными стандартных геофизических исследований;
- сохранение протоколов работы для последующего анализа, печать отчетов.

Кроме того, программное обеспечение предназначено для работы в проводных и беспроводных сетях и обеспечивает передачу данных буровому мастеру, супервайзеру и на любое другое удаленное рабочее место.

Программа отображения данных имеет гибкую конфигурацию и может быть настроена по индивидуальным требованиям. ◎

- maintenance during start-up;
- maintenance during utilization (supervising);
- delivery of spare parts (electronic modules, seals, original components from nonmagnetic materials and others);
- warranty and after-warranty service;
- modernization.

I'd like to mention that materials and spare parts for directional drilling systems usually have a long delivery time (up to 6–8 months). In order to prevent equipment idle time we will always have enough spare parts in stock and will perform repair operations in the shortest possible time.

The diameter of the bottomhole assembly is 3". Why have you chosen exactly this value?

This choice is caused by the peculiarities of coiled tubing drilling application. Today this type of drilling is used for completion of already drilled wells and for elongation of existing wells. The majority of such wells in Western Siberia are cased with 4-1/10" OD liners.

The ID of such liners varies from 3-5/9 " to 3-5/8". Hence, drilling operations can be performed with bits of 3-1/3 – 3-5/8". The use of bottomhole assembly and screw downhole motor with 3" diameter is optimal in this case, thus providing enough hardness and annular distance for muck removal. Assembly of such diameter can be used for coiled tubing drilling with tubing diameter from 2" to 2-7/8". Besides, we have developed a new assembly of 3-1/2" diameter. It can be used for cased hole sidetracking with casing string OD of 5-2/3" (ID is 5-1/10"). In this case it is possible to use bits with diameter of up to 4-3/4"and screw downhole motors with diameter of 3-1/2"or 3-3/4". Such an assembly can operate with coiled tubing of 2-3/8" diameter or higher.

What can you say about the software for the directional drilling system?

The software is a complex that fulfils the following functions:
- testing and calibration of system modules in laboratory conditions;
- data acquisition (pressure, load, temperature, vibration level, bottomhole assembly orientation, etc.) and assembly control during operation;
- plotting of obtained data in real time;
- plotting of well trajectory (real and designed);
- plotting of well logs that is compatible with standard geophysical survey data;
- storage of operations logs (LWD, CCU, resistivity) for further analysis, printing of reports.

In addition, this software can operate with cable and wireless networks, provide transfer of data to drill operator, supervisor or any other remote workplace.

Data plotting program has a flexible configuration and can be adjusted for individual needs. ◎

Резка труб: инновации от WELLTONIC

Tubular Severance: Innovations by WELLTONIC

Внутрискважинная резка труб вызывает трудности и требует серьезных временных затрат. В настоящее время доступно несколько методов резки труб, каждый из которых имеет свои достоинства и недостатки.

Компания Welltonic в первую очередь разрабатывает гидромеханические и абразивные методы, потому что механическая резка обеспечивает точность, несравнимую с любым другим методом, а абразивная резка является экономичной процедурой, которая не требует использования взрывчатых веществ или опасных химикатов.

Гидравлический труборез Welltonic разрабатывался специалистами компании в течение нескольких лет. Он использует высокоточные металлорежущие вставки для обеспечения ровного разреза и компоновку из двух гидравлических поршней для точной нагрузки, что необходимо для проведения резки за максимально короткое время.

Технология абразивной резки разрабатывалась компанией Welltonic в процессе создания своей собственной герметизированной опорной секции для объемного двигателя собственного производства. Разработка этой опорной секции позволяет мотору дольше работать в абразивной жидкости и проводить несколько операций резки за один спуск.

ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЙ РЕЗАК

Механические труборезы, приводимые в действие гидравлической системой, – известная технология. В принципе они являются простыми инструментами. Однако компания Welltonic применила свой многолетний опыт и знания для разработки резака с инновационным дизайном, который в комбинации с мотором Welldrill™XTR производит быструю и ровную резку.

ПОСЛЕДНИЕ ДОСТИЖЕНИЯ КОМПАНИИ

ОПЕРАЦИЯ ПО РЕЗКЕ ПАКЕРА В СИРИИ

Наш клиент заказал операцию по разрезанию оправки пакера для того, чтобы достать его.

КНБК была спущена в скважину на трубе диаметром 114,3 мм с мотором диаметром 73,0 мм и резаком Welltonic диаметром 53,9 мм, заправленным во вращающиеся лезвия диаметром 101,6 мм, с максимальной возможностью резки, равной 114,3 мм.

Внутренний диаметр оправки составлял 98,4 мм, а внешний – 112,1 мм. Общая длина оправки составляла 625,5 мм. Рукавный стабилизатор внешним диаметром 152,4 мм использовался для размещения на вершине пакера резака, что позволяло при необходимости

Severing tubulars downhole can be both time consuming and challenging. A variety of methods are currently available, each with their pros and cons.

Welltonic have primarily focussed on hydro-mechanical and abrasive methods purely because mechanical cuts produce a degree of accuracy unparalleled by any other method and the abrasive jet cutting being a cost effective procedure which does not involve any explosives or dangerous chemicals.

TheWelltonic Hydraulic Pipe Cutter has been developed through years of experience, it utilises precision machine tool inserts to ensure a clean cut and a dual hydraulic piston assembly to provide the correct amount of load to achieve a cut in the shortest possible time.

The Abrasive cutting technology has been advanced throughWelltonic's development of their own sealed bearing section for Positive Displacement Motors. This bearing section design enables the motor to run for longer in abrasive fluid, enabling several cuts in one run if required.

HYDRO-MECHANICAL CUTTER

Mechanical, hydraulic actuated pipe cutters are a mature technology . In principle they are simple tools. However, Welltonic have applied many years

Гидромеханический резак
Hydro-Mechanical Cutter

провести вторую резку. Существенно то, что внешняя оправка не была повреждена и разрезана.

Труба и КНБК были подняты на поверхность, после этого был проверен резак и обнаружены признаки того, что оправка была разрезана.

Затем труба была вновь спущена в скважину вместе с ловильной головкой, для того чтобы достать пакер. После того как пакер был схвачен, произошло увеличение первоначальной нагрузки на 66,72 кН, что свидетельствовало о начале извлечения пакера.

Таким образом, пакер был успешно разрезан и извлечен согласно требованиям клиента.

РЕЗКА ТРУБЫ ДИАМЕТРОМ 139,7 ММ В СЕВЕРНОМ МОРЕ

Требования заказчика заключались в необходимости разрезать и достать в Северном море несколько секций труб диаметром 139,7 мм, каждый метр трубы весил 34,22 кг. В этой связи резак нужно было установить на шарнирной трубе вместе с труболовкой.

Так как для проведения операции использовалась бурильная труба диаметром 73,0 мм, мы применили свой резак аналогичного диаметра, заправленный в два набора вращающихся лезвий диаметром 152,4 мм.

Были произведены две успешные операции

▶

of knowledge and expertise to develop a cutter with innovative design features which, in combination with the Welldrill™XTR motor, produce a fast, clean cut.

RECENT SUCCESSES

SYRIA PACKER CUTTING JOB

Our customer required our cutter to sever a packer mandrel in order to release it.

The BHA was RIH on 41/2" tubing with a 27/8"Welldrill™Motor and a 21/8"Welltonic Cutter dressed with 4" Sweep blades with a maximum cut of 41/2".

The ID of the mandrel was 3.875" with an OD of 4.415". The total length of the mandrel was 24.625". A 6" OD Sleeved Stabiliser was used to land off on top of the packer and spaced out the cutter to allow for a possible second cut if required. It was critical we did not damage or cut the outer Mandrel.

The tubing and BHA were pulled OOH, the cutter was inspected at surface showing good indications that we had cut the mandrel.

The tubing was then RIH with a snap latch to retrieve the packer . After latching into the packer and picking up there was an increase of 15k above pick up weight indicating that we had pulled the packer.

▶

резки. Первая попытка продолжалась до тех пор, пока не произошел внезапный скачок нагрузки. Стало ясно, что разрез сделан. После того как извлекли верхнюю секцию НКТ, был произведен еще один разрез на большей глубине. Во втором случае скачок нагрузки произошел всего через 4 минуты.

Обе операции резки были произведены с помощью одного и того же трубореза, заменены были только наборы лезвий, в которые он заправлялся.

РЕЗАК ДИАМЕТРОМ 44,4 ММ

Один из наших клиентов обратился с просьбой разрезать толстостенную трубу диаметром 88,9 мм при помощи резака диаметром 44,4 мм. Первоначальные тесты с использованием мотора Welldrill™XTR диаметром 42,9 мм проходили при температуре, превышающей 204,5 °С, и плотности бурового раствора в 2205 кг/м^3. Было накоплено большое количество данных и достигнут существенный прогресс. Тесты показали, что мотор может выдержать такие жесткие условия окружающей среды и работать при этом без сбоев.

После этих тестов компания Welltonic запросила образец секции трубы у клиента, и специалисты компании продолжили проводить свои собственные тесты для того, чтобы удостовериться, что такую толстую трубу можно разрезать с помощью мотора и резака столь малого диаметра.

После разработки нового дизайна лезвий и совершенствования гидравлических параметров был произведен горизонтальный разрез трубы при помощи быстрорасширяющегося якоря компании Welltonic (заявка на патент подана). Эта пробная резка была осуществлена горизонтально с использованием пресной воды.

Прежде чем двигаться дальше, заказчику будет продемонстрировано еще несколько пробных операций по резке.

АБРАЗИВНАЯ РЕЗКА

Использование абразивных частиц, взвешенных в жидкости, является экономически выгодным методом резки труб.

Абразивная жидкость не оказывает

Резак диаметром 44,4 мм
1-3/4" Cutter

The packer was successfully cut and retrieved to the customers requirements.

NORTH SEA 5-1/2" TUBING CUT

The customer had a requirement to cut and pull sections of 5-1/2" 23 lbs/ft tubing in the North Sea. In this instance the cutter was to be deployed on jointed pipe in conjunction with a spear.

Since 2-7/8" diameter drill pipe was being used for the operation our 2-7/8" Cutter was mobilized complete with two sets of 6” sweep knives.

In total, two cuts were successfully performed. The first attempt was kept running until a sudden drop in weight was witnessed. At this point it was clear that a cut had been made. Once this upper section of tubing was retrieved the second cut was made at a deeper depth. In this instance the weight dropped off after only 4 minutes.

Both cuts were carried out using the same pipe cutter with only the knives being changed out.

1-3/4" CUTTER

A customer approached us with a requirement to cut 3-1/2" heavy wall tubing using our 1-3/4" Cutter . Initial tests involved 18.4 ppg mud and temperatures in excess of 400°F utilising our 1-11/16" Welldrill™XTR motor. A considerable amount of data was accumulated and significant progress was made through the pipe. Testing

Абразивная резка
Abrasive Cutting

большого влияния на окружающую среду и не требует сертификации, которая необходима при использовании опасных материалов.

Принципы, лежащие в основе данной технологии, являются обычной гидромеханикой, однако не всегда удается сделать опорную поверхность мотора стойкой к абразивной жидкости.

АБРАЗИВНЫЙ МОДУЛЬ ДИАМЕТРОМ 53,9 ММ ДЛЯ САУДОВСКОЙ АРАВИИ

После запроса клиента компания Welltonic разработала модуль для абразивной резки и перфорации. Перед представлением разработки было проведено большое количество тестов. Самой значительной для компании Welltonic оказалась проблема устойчивости опорной секции к абразивной жидкости, находящейся под большим давлением. Необходимо было добиться того, чтобы поток абразивной жидкости не уменьшал производительность мотора.

Недавно было сделано две пробных резки толстостенной бурильной трубы диаметром 139,7 мм. Одна резка была выполнена с использованием резака диаметром 53,9 мм, а вторая – с использованием резака диаметром 73,0 мм. Резак диаметром 53,9 мм использовался также для резки трубы диаметром 88,9 мм. При проведении каждого из тестов использовался мотор AJ Welldrill™Motor с внешним диаметром 53,9 мм. Время, необходимое для выполнения операции, может варьироваться от 5 мин. до получаса в зависимости от толщины трубы.

proved the motor could withstand and operate under such harsh conditions.

Following on from this,Welltonic requested a section of the tubular and proceeded to conduct tests of our own to ensure that a pipe of this section could in fact be cut with such a small diameter cutter and motor.

After ongoing development of the knife design and refining hydraulic parameters, a cut was achieved in a horizontal position in conjunction with Welltonic's High Expansion Anchor (patent pending). These cutting trials were conducted horizontally using fresh water.

More trials will be conducted and witnessed by the customer before taking this to the next level.

ABRASIVE CUTTING

The use of abrasive particles suspended in fluid is a low cost means of severing tubulars. The abrasive fluid used has very little impact on the environment and requires no dangerous good certification.

The principles behind this technology is basic hydro-mechanics, however getting a motor bearing section to tolerate the abrasive fluid can be a stumbling block.

2-1/8" ABRASIVE PACKAGE FOR SAUDI ARABIA

After enquiries made by a client,Welltonic have developed an abrasive cutting and perforating package. A considerable amount of testing has been carried out in order to provide this service. The biggest challenge forWelltonic was to design and develop our own bearing section which would stand up to the high pressure abrasive fluid without compromising the motors performance.

During recent trials 2 cuts were achieved through 5-1/2" heavy wall drill pipe. One cut using a 2-1/8" diameter cutting head and the other with a 2-7/8" diameter cutting head. 3-1/2" tubing was also cut using the 2-1/8" cutting head. Each test conducted used the same 2-1/8" OD AJWelldrill™Motor. The time taken to complete a cut can range from 5 minutes to half an hour , of course this all depends on the amount of stand-off from the tubular inside diameter.

ПРИМЕНЕНИЕ АЗОТА В КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЯХ

ОБОРУДОВАНИЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ ГРУППЫ «ТЕГАС»

Благодаря активизации российских компаний по внедрению финансово выгодных инноваций, рынок колтюбинговых услуг ежегодно растет примерно на 18%. Развитие новых направлений в операциях колтюбинга идет за счет увеличения инвестиций и, что немаловажно, применения современного инновационного компрессорного оборудования.

Несмотря на падающую добычу на многих месторождениях и значительную стоимость разработки новых, одной из основных целей нефтегазодобывающих компаний является более полное извлечение углеводородного сырья и снижение себестоимости этого процесса.

Применение колтюбинговых технологий при вскрытии продуктивных пластов и капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин в условиях депрессии на продуктивный пласт является одним из наиболее перспективных методов.

Для бурения в условиях депрессии используются несколько типов промывочных жидкостей, в том числе облегченные растворы на нефтяной основе, необходимая плотность которых достигается аэрацией инертным газом (азотом). Применение азота на нефтяных и газовых скважинах является экологически чистым, пожаро- и взрывобезопасным процессом.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЗОТА РЕГЛАМЕНТИРОВАНО РОСТЕХНАДЗОРОМ ДЛЯ РАБОТ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.

Наиболее выгодный для потребителя способ получения азота, непосредственно на месте нефтедобычи, предлагает промышленная группа «ТЕГАС».

Передвижная (блочно-модульная) компрессорная станция типа ТГА (усовершенствованная СДА) производит азот из атмосферного воздуха непосредственно на месте эксплуатации. Установка позволяет производить сжатый азот с регулируемой производительностью, давлением и концентрацией вне зависимости от природной зоны объекта. Уникальность метода позволяет избежать многочисленных трудностей и расходов, гарантирует фактически неограниченную поставку азота и поставляется в полной заводской готовности.

Учитывая, что с каждым годом повышается мобильность выпускаемой техники и расширяется область ее применения, эффективность использования автономных азотных мобильных станций ТГА (СДА) в нефтегазовых компаниях не вызывает сомнения. Даже при работе на скважинах, работающих в периодическом режиме или с малым дебитом, – срок окупаемости азотной техники минимален.

Получение азота происходит путем разделения воздуха на половолоконных мембранах. Принцип действия мембранной газоразделительной установки основан на различной скорости проникания газов через полимерную мембрану под действием перепада парциальных давлений. Азот может быть произведен на промышленных объектах с заданным высоким давлением и низким содержанием кислорода, что необходимо для предотвращения возгорания легковоспламеняющихся газов и защиты труб в скважинах от коррозии.

ТГА-20/251 – компрессорная станция на шасси МЗКТ.
Производительность – 20 нм^3/мин;
Давление – 250 атм;
Чистота азота – 95%.

промышленная группа

Промышленная группа «ТЕГАС»
350051 г. Краснодар, пр. Репина, 20 оф. 43
Тел. (861) 299-09-09, факс (861) 279-06-09
info@techgaz.com – заказ оборудования
www.techgaz.com

Промышленная группа «ТЕГАС» разработала и серийно производит новый модельный ряд азотных установок и станций типа ТГА.

ДИАПАЗОН ДАВЛЕНИЯ – 5–400 АТМ, ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ – 1–200 М^3/МИН, ЧИСТОТА ПОЛУЧАЕМОГО АЗОТА – ОТ 90–99,9%.

Данные технические характеристики отражаются в индивидуальном техническом задании при заказе оборудования.

Все станции прошли промышленные испытания и эксплуатируются на различных объектах нефте- и газодобычи в России и СНГ. Компрессорные станции успешно подтверждают параметры, заложенные при проектировании.

Все азотные станции ТГА комплектуются мембранными газоразделительными блоками и компрессорными установками собственного производства, компрессорными установками ведущих мировых лидеров с использованием оригинальных схем подключения и компоновки внутренних комплектующих и узлов.

Станции ТГА сертифицированы и соответствуют строгим мировым стандартам, модельный ряд станций не имеет аналогов на территории России по своим рабочим характеристикам, комплектации и возможности транспортировки.

Создание подобных установок вносит коренные изменения в технологию ведения работ, существенно улучшает условия труда и повышает экологический уровень оборудования.

Для обеспечения качественной и безаварийной эксплуатации компрессорных установок производства компании «Тегас» создан и осуществляет свою деятельность учебно-производственный центр «УПЦ «Техгаз», выпускники которого работают как в России, так и за рубежом. Обучение проводится по специальности «машинист транспортных компрессорных установок и азотных станций». В программу обучения входят теоретическая и практическая части, выдается удостоверение установленного образца с отметкой Ростехнадзора. Гибкий график формирования групп позволяет проводить практические занятия в процессе предварительной приемки оборудования или на месте эксплуатации азотной компрессорной станции.

В условиях рыночных отношений увеличивается роль технологического развития компаний. Своевременная смена технологий, в соответствии с требованиями рынка, обеспечивает конкурентоспособность фирмы и ее процветание, а в итоге содействует инновационным аспектам развития национальной экономики.

Приглашаем к сотрудничеству!

ТГА-10/251 – компрессорная станция на шасси КАМАЗ повышенной проходимости.
Производительность – 10 нм^3/мин;
Давление – 250 атм;
Чистота азота – 97%.

ТГА-18/101 – блочно-модульная компрессорная станция на прицепе.
Производительность – 18 нм^3/мин;
Давление – 100 атм;
Чистота азота – 95–99%.

ЧТОБЫ СКВАЖИНЫ НЕ ПРОСТАИВАЛИ

MAY WELLS NEVER BE IDLE

Открытость новым технологиям в современном мире – одно из важнейших условий успешного развития. Их внедрение позволяет сократить расходы, повысить эффективность и конкурентоспособность как отдельного предприятия, так и целой отрасли. Не является исключением и такая, казалось бы, консервативная сфера, как нефтегазодобыча. Более того, как убеждены специалисты, нефтянка наиболее активно должна внедрять в производство всё самое передовое.

На протяжении многих лет современные технологии в отрасль приходили из-за рубежа. Однако в последние годы ситуация стала меняться. Если еще лет 10 назад на международных выставках были представлены только западные разработки, то 5–7 лет назад наступил перелом. Технологии на уровне мировых стандартов стали появляться и в России. «Наступили новые времена, пришли люди с иными подходами. И теперь по многим направлениям мы не уступаем иностранцам», – уверен генеральный директор КогалымНИПИнефть Виктор Шкандратов. С его словами трудно не согласиться.

В ноябре 2008 года в Тюмени открылся Западно-Сибирский инновационный центр, специализирующийся на разработках в сфере нефте- и газодобычи. В рамках технопарка действует бизнес-инкубатор, собравший под своим крылом изобретателей и рационализаторов. Предполагается, что продукцией малых инновационных фирм прежде всего заинтересуются нефтегазодобывающие компании, работающие на территории Тюменской области, а также проектные институты, обслуживающие ТЭК.

В конце 2009 года руководство технопарка устроило первую встречу изобретателей и потенциальных покупателей инновационной продукции. На ней были представлены в том числе проекты, призванные сократить издержки при работе на скважине, увеличить добычу нефти на скважинах с недостаточным притоком из пласта, увеличить межремонтный период (МРП).

Один из таких проектов – фильтр скважинный самоочищающийся. Его автор, изобретатель Рашит Юмачиков, поясняет: «Насосное оборудование в скважине теоретически должно отработать без капремонта 1–2 года, но на практике получается так, что механические примеси, продукты коррозии, соли забивают внутренние полости насоса, и машина выходит из строя намного быстрее положенного срока. Добыча в скважине останавливается, и порой проходит несколько

In today's world willingness to adopt new technologies is an essential prerequisite for successful development. Their implementation can reduce costs, raise efficiency and competitiveness of both a single business and a whole industry. Petroleum industry, seemingly, such a conservative one is not an exception. What is more, industry experts are convinced that oil patch should be extremely active in perceiving and implementing of all the advanced technologies.

Throughout many years modern technologies had been arriving from the overseas, though in recent years the situation has started to change. But if, let's say, 10 years ago only Western solutions used to be represented at international exhibitions, 5–7 years ago a turning point came. Technologies up to the latest world standards started to emerge in Russia too. “It is the new time, governed by people with abundance of new ideas. And in many respects we are now as good as our foreign counterparts,” declares Viktor Shkandratove, CEO, KogalymNIPIneft. And it is difficult to quarrel with this statement. And it is difficult to throw discredit on it.

In November 2008 Western-Siberian Innovation Center was opened in Tyumen. The center focuses on research and design work for the good of upstream petroleum industry. As part of this technology park there is a business incubator, uniting inventors and development engineers. It is supposed that products of small innovations firms will mostly arouse interest among operators of Tyumen region as well as design bureaus, servicing fuel and energy complex.

At the end of 2009 the management of this technology park arranged the first meeting of inventors and prospective buyers of their innovative solutions. Some of the projects introduced at the meeting were those designed to reduce well operation costs, increase production from wells with low flow rates, increase time between overhauls.

Self-cleaning strainer is one of these projects. Its designer Rashit Yumachikov explains: “Ideally, pumping equipment should serve 1–2 year without any major overhaul, but actual practice reveals that mechanical impurities, corrosion products and месяцев, прежде чем ее запустят вновь. Между тем каждая остановка губительна для производительности скважины, при длительном простое около 10% нефти извлечь из нее уже не получится. В этой связи решение проблемы продления МРП приобретает особое значение. Необходимо, чтобы скважина работала без остановок хотя бы два-три года».

Продлить жизнь насосу и скважине призваны фильтры, но существующие типы фильтров, по мнению Юмачикова, не очень надежны и не слишком удобны в эксплуатации. Изобретатель уверен, его инновационная разработка – фильтр скважинный самоочищающийся – позволит насосам реже выходить из строя.

Преимуществ у нового фильтра перед традиционными аналогами несколько: во-первых, здесь используется четырехкратная фильтрация (нефть проходит через три фильтрующих экрана плюс действует гравитационно-лабиринтный эффект – за счет инерции механические примеси движутся вниз, а жидкость возвращается вверх), во-вторых, происходит самоочистка фильтрующих элементов потоком флюида, в-третьих, механические примеси, оседающие на фильтре, не сбрасываются в скважину, а скапливаются в специальном контейнере, прикрепленном к фильтру. Затем контейнер просто извлекается.

Трубы, фильтрующие экраны и другие детали аппарата выполнены из коррозионно-устойчивых материалов. Срок эксплуатации скважинного фильтра составляет не менее четырех лет, однако есть примеры его непрерывной работы с 2004 года. Как утверждает инноватор, применение фильтра позволяет на одной скважине достичь экономического эффекта в 1,5–2 млн руб. в год только на скважинных операциях.

Скважинный фильтр, по мнению изобретателя, является испытанной и надежной конструкцией. При монтаже в скважине используются три схемы, но возможны и другие варианты монтажа в зависимости от требования заказчика.

Разработка запатентована и не раз доказывала свою эффективность на производстве. Изготовлено несколько десятков образцов продукции, которые уже несколько лет применяются на нефтепромыслах. Однако добиться широкого применения фильтра изобретателю пока не удается. Автор проекта готов сотрудничать с инвесторами на самых разных условиях, рассматривает он и вариант продажи лицензии на изготовление продукции.

Весьма перспективным представляется и использование еще одной разработки. Изобретатель Юрий Богачук назвал свое детище «Интеллектуальная скважина». «На сегодняшний день основной способ добычи нефти – механизированный, – рассказывает автор проекта. – При этом огромный фонд скважин находится в бездействии. По данным Минэнерго России объем этого фонда уже достиг 40 тыс. скважин. Находясь в ремонте, скважины тоже простаивают, и, как следствие, сокращается дебит, недропользователь несет серьезные ▶

salts block up pump chambers and the unit breaks down much earlier than design specifications promise. Production stops and sometimes it takes up to several months before the well is put on production again. Meanwhile, each well shutdown has a damaging impact on well production capacity. A lengthy shutdown results in loss of 10% of available oil. In this regard, special emphasis is laid on increasing run life of pumping equipment. A well should work without shutdowns for at least two-three years".

Strainers are designed to increase run life of both pumps and wells, but Yumachnikov thinks that the available types of strainers are not much reliable and convenient in service. The inventor is sure that his innovation – self-cleaning strainer – can ensure longer run life of pumping equipment.

There are several advantages of the new strainer over its conventional counterparts. Firstly, it offers quadruple filtration: oil goes through three filtering elements and additionally meets with so-called gravitation-labyrinth effect (due to inertia mechanical impurities move downwards and the fluid moves upwards); secondly, fluid flow ensures self-cleaning of the filtering elements; thirdly, mechanical impurities, settling down the strainer, are not thrown off into the well but rather kept in a special container attached to the strainer. The container can be easily removed.

Tubes, filtering elements and other parts of the tool are made of corrosionproof materials. Design life of the strainer is no less than 4 years, but there is evidence of it being run since 2004. According to the designer, strainer application allows to save around $50 000–65 000 on well interventions solely.

The strainer is introduced by the designer as a thoroughly-tested and reliable tool. When being installed in the wellbore, three installation alternatives can be used, but depending on client's requirements additional alternatives can be used as well.

The innovation is proprietary and proves to be efficient. Several dozen equipment items have been manufactured; they are successfully used at oil fields. But the inventor still can not achieve his goal and ensure extensive application of the strainer. He is open to cooperation with investors and considers a wide variety of possible terms of cooperation, even sale of a license to manufacture the tool.

There is one more highly promising innovation; the designer Yuriy Bogachuk has named his brainchild 'Intellectual well'. "Lifting is the main mode of oil production nowadays. But a great number of wells are in shut-down period now. According to the information collected by the ▶

финансовые и технологические потери. На большинстве скважин не удается добиться увеличения межремонтного периода. В результате страна ежегодно теряет около 60 млн тонн нефти».

Предлагаемая самонастраивающаяся система интеллектуального управления с частотным преобразователем позволяет значительно сократить издержки и увеличить прирост добычи нефти, заверяет автор проекта. Система уже опробована на месторождениях дочерних предприятий Роснефти и ТНК и доказала свою эффективность.

Помимо самого оборудования, разработчики предлагают и сервисные услуги по выводу оборудования на режим, оптимизации его работы, а также последующему обслуживанию системы. «Интеллектуальная скважина» позволяет значительно сократить фонд скважин с недостаточным притоком из пласта, получить прирост в добыче на таком фонде до 50%, увеличить межремонтный период работы скважины на 30%, сэкономить до 30% электроэнергии. По подсчетам изобретателей дополнительный доход от внедрения системы может достигнуть 6 млрд долларов.

От аналогов технология отличается тем, что система сама определяет и задает максимально возможную депрессию для получения максимально возможного притока и дебита нефти из скважины, без остановок и применения датчиков с соблюдением всех регламентов работы насоса. Прирост в добыче при применении данной технологии в одинаковых условиях практически всегда выше примерно на 7 тонн нефти в сутки, чем у других производителей подобного оборудования. Средний срок окупаемости оборудования составляет от 1,5 до 3 месяцев, срок службы до 10 лет.

Система удаленного мониторинга и управления в режиме on-line позволяет значительно сократить операционные затраты, свести к минимуму влияние человеческого фактора, облегчить труд и повысить систему безопасности. Система имеет сертификат соответствия и качества, в настоящее время оформляются документы на полезную модель и изобретения. Положительную рекомендацию разработке дал один из первых заказчиков – Бурнефтегаз. Производство приборов организовано в Челябинске. Эксперты призвали использовать это изобретение при проектировании и обустройстве месторождений.

Александр Шарохин из промышленной компании «Запсиббурнефть» разработал систему опрессовки эксплуатационных колонн, которая также позволяет сократить время ремонта скважин. Она опробована на многих месторождениях от юга до севера России. В зависимости от комплектации прибор можно использовать для геофизических исследований; гидравлических испытаний; опрессовки фонтанных арматур; разобщения пластов для обработки и исследований; ликвидации перетоков и негерметичности; очистки забоя вакуумными желонками

Ministry of Energy such well-count reaches 40 thousand. At the time of workover wells are shut-down too and, consequently, production rate is considerably lower and the license holder bears serious financial and process losses. In most of the case it is next to impossible to increase time between well shut-downs. As a result, the nation loses around 60 million tons of oil yearly.”

The offered system is self-tuning, equipped with variable frequency driver and provides considerable cost savings and rise of production rates, assures the designer. The system has already undergone field testing at the sites of Rosneft and TNK subsidiaries and proven to be efficient.

In addition to the equipment itself, the developers offer some related services, like equipment warming-up, equipment optimization and after-sales support. ‘Intellectual well’ makes it possible to considerably reduce the number of oil wells with insufficient flow rate, ensures production growth by 50%, increases time between overhauls by 30% and reduces electricity costs by 30%. According to the designers’ estimates, application of this system can generate extra income of $ 6 billion.

Unlike similar solutions, the system identifies and sets maximum possible drawdown, which, in turn, ensures maximum possible flow rate; in addition there is no need for well shut-down or sensor application and pumping is not violated in any way. Production growth delivered by this system is 7 ton/day higher than that of similar equipment by other manufacturers operated in the same conditions. The average payback time is 1.5–3 months, whereas service life is up to 10 years.

The system of remote monitoring and online control allows to reduce operation costs greatly, keep to a minimum human-factor, make work easier and increase safety. The system has certificates of conformance and quality; currently documents for registration of a useful model and an invention are being processed. The system is highly regarded by Burneftegaz, one of the first clients. Equipment is now manufactured in Chelyabinsk. Experts encourage using this invention for reservoir engineering and oilfield construction.

Alexander Sharokhin at Zapsibburneft has developed a system of hydraulic testing of casing string, which allows to reduce workover cycle time. It has been test-operated at numerous oil fields across the whole country, from South to North. Depending on the package alternative, the system can be used for geophysical exploration; hydraulic pressure testing; Christmas tree testing; formation segregation for treatment and evaluation;

с приводом; установки цементных мостов с помощью цементной желонки с приводом; установки и удержания скважинных фильтров, дозаторов, перфораторов и скважинных приборов и др.

Оборудование ведет привязку измерений к параметрам скважины, запись температурного фона, отбивку муфт, контроль давления, опрессовку колонны, в случае ее негерметичности осуществляется поиск проблемных мест.

С помощью прибора возможна установка отсоединяющегося пакера для отсечения интервала перфорации, проверки герметичности колонны повышением давления или снижением уровня жидкости, изоляционные работы, разобщение пластов, перевод эксплуатации скважины на вышележащий пласт, ликвидация скважин.

Присутствующие на встрече представители нефтегазодобывающих компаний и НИИ заинтересовались разработками. «Идеи перспективные, их внедрение на производстве сулит немалые выгоды, – признали они, – необходимо лишь плотнее работать с потенциальными заказчиками». ◎

Яна НЕТРЕБОВСКАЯ, специальный корреспондент журнала «Время колтюбинга» в Тюмени

elimination of crossflows and casing patch; bottomhole cleaning with powered vacuum bailer; placing of cement plugs with powered cement bailer; setting and maintaining of well strainers, propotioners, perforators and downhole tools.

The equipment links measurements to well conditions, tracks temperature levels, ensures casing collar locating, pressure control, hydraulic testing of casing string and, in case of leaks, identifies locations of disturbances.

The system also allows to set retrievable packer for cutting off perforation intervals as well as for leakage test through pressure increase or well clean-up, to do isolation work, interval segregation operations, well shifting, well abandonment.

The representatives of oil and gas companies and research institutes participating in the meeting took an interest in the demonstrated innovations. “The ideas are much promising, and their implementation may well result in considerable benefits. What we need to do is focus on closer cooperation with customers.” ◎

Yana NETREBOVSKAYA, Special Correspondent for Coiled Tubing Times Journal in Tyumen

5-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

iOilGas conference

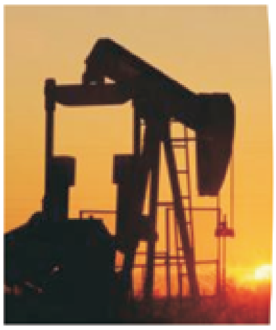
24 - 29 мая 2010г., Россия, г. Геленджик

ОРГАНИЗАТОР:

НИТПО NITPO

ООО "Научно-производственная фирма "Нитпо"

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



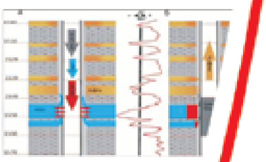
Основные темы конференции:

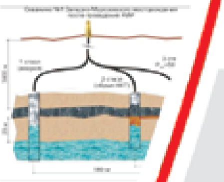
- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- крепление призабойных зон слабосцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;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

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР: Октябрьский Пакер

СПОНСОРЫ: ОАО "ГАЗПРОМ" ООО "Кубаньгазпром"; Югсон-Сервис

СПОНСОР КОФЕ-БРЕЙКОВ: ВИТТЕХНИКА; ZiRAX





ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

Нефть. Газ. Новации; Нефтяное хозяйство www.oil-industry.ru; Oil&Gas Eurasia; Нефтегазовое оборудование; Neftegaz.RU; Нефть Капитал; Территория Нефтегаз; Нефтесервис; Coiled tubing times; Сфера Нефтегаз; Нефть России; Oil&Gas Journal Russia; runeft.ru; Нефтегазовые технологии World Oil Hydrocarbon Processing

По вопросам участия обращайтесь:

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

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

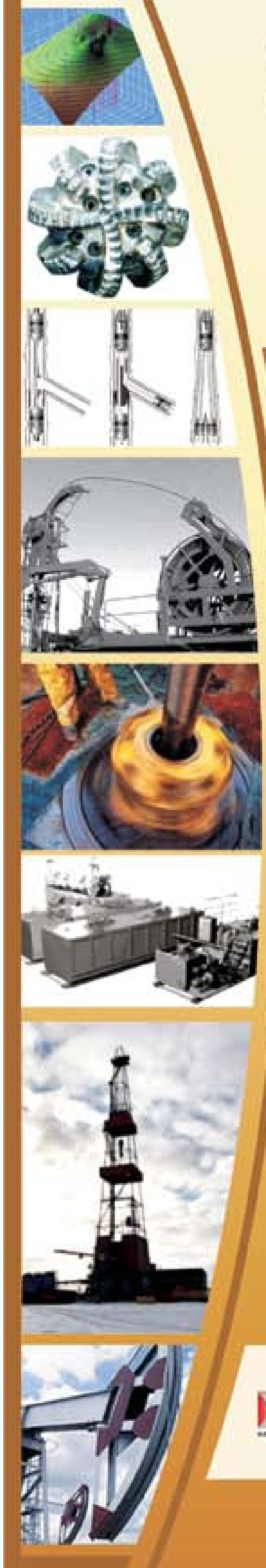
www.oilgasconference.ru

научно - практическая
КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

6 - 10 сентябрь **2010** г.
Россия, г.Геленджик

ОРГАНИЗАТОР :

ООО "Научно-производственная фирма
"Нитпо"



Строительство и ремонт скважин
Перспективы развития

Основные темы конференции:

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- геофизическое сопровождение процессов строительстваи ремонта скважин;
- управление траекторией ствола, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС зарезкой боковых стволов;
- буровые установки, установки КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- колтюбинговое бурение, оборудование и инструмент;
- системы буровых растворов, химических материалов и реагентов;
- цементирование и ремонтно-изоляционные работы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- организация сервиса.

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

По вопросам участия обращайтесь:
Tel./fax: +7 (861) 216-83-63 (-64; -65)
E-mail: info@oilgasconference.ru oilgasconference@mail.ru

www.oilgasconference.ru

ПЕРЕДОВОЙ ОПЫТ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ ВНОВЬ ПРЕДСТАВЛЕН В АБЕРДИНЕ

BEST WELL INTERVENTION TECHNOLOGIES SHOWCASED IN ABERDEEN

Ведущий европейский форум по внутрискважинным работам – 15-й Круглый стол SPE/ICoTA – состоялся 18–19 ноября 2009 г. в Абердине, Великобритания. В фокусе мероприятия – возрождение Северного моря. Более 300 участников конференции и выставки пытались ответить на вопрос: как колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы могут повысить эффективность зрелых месторождений.

Накануне конференции, 17 ноября, состоялся семинар «Основы нефтегазодобычи и внутрискважинных работ», который провел Кэмерон Лэнг, представитель компании LETS Training. Слушатели семинара ознакомились с основными проблемами строительства скважин и нефтегазодобычи, создающими предпосылки для востребованности внутрискважинных работ. Кэмерон Лэнг отметил: «Среди представителей отрасли много специалистов, которые работают над увеличением сроков эксплуатации продуктивных пластов и оптимизацией добычи. Однако многим из них не хватает целостного представления о том, что такое продуктивный пласт, каковы задачи инженеров-нефтяников и с какими трудностями они сталкиваются при добыче углеводородов. Наш краткий курс дает эти знания».

На конференции были представлены традиционно сильные доклады, отражающие инновационный опыт отрасли. Основными темами стали передовые инженерные разработки, строительство и ремонт скважин, повышение нефтеотдачи, совершенствование сбора данных при проведении колтюбинговых операций, контроль параметров работы скважин.

A flagship European event for well intervention technology – 15th SPE ICoTA Round Table – was held on the 18–19th November 2009 in Aberdeen, the UK. Focusing on the theme "Well intervention; rejuvenating the North Sea" more than 300 attendees of the conference and exhibition explored how coiled tubing and well intervention can add real value to this mature asset.

As part of the SPE/ICoTA commitment to professional development and training, a new pre-conference optional workshop "Basic petroleum engineering and the drivers for well intervention" was run on 17th November by professional trainer, Cameron Laing of LETS Training. It delivered a broad introduction to the challenges of well construction and well production that lead to a demand for well intervention. Cameron Laing said, "The intervention community is populated by highly skilled staff who play an increasing role in reservoir life extension and production optimization. Many have never had the opportunity to gain a basic understanding of what a reservoir is, what petroleum engineers strive to do, and the challenges they face in moving hydrocarbon reserves from the pore space to the pipeline. This course is intended to meet that need."

Core to the success of this well-established and growing event is a high-quality conference, comprising technical presentations from across the industry. This time presentations covered themes such as engineering innovations, Лео Кут, управляющий директор TAQA Britani Limited, выступил с основным докладом, в котором раскрыл тему форума на примере опыта своей компании. Докладчик отметил, что в современных условиях проблема старения фонда скважин и возрождения Северного моря требует иного, комплексного, подхода, выходящего за рамки решения исключительно технических задач. Это изменение кадровой и управленческой политики, усиление роли целостности скважин и привлечение инновационных технологий, таких как Smart Well Technology.

Многие докладчики приводили примеры выполненных работ в Северном море и Мексиканском заливе. Широкое представление получила технология проведения операций с использованием оптоволоконной телеметрии. Освещались и пути решения конкретных практических задач – удаления песчаных пробок и исправления повреждений в трубе.

Плодотворное общение специалистов проходило не только в конференц-зале, но и в выставочном павильоне, собравшем более 40 компаний. Среди участников выставки были и лидеры мирового нефтесервисного рынка – NOV, Baker Hughes, Шлюмберже, Weatherford, BJ Services, и небольшие региональные компании – Red Spider Technology, Thinjack, Marketec и др. По словам организаторов выставки, ценным было присутствие большого числа норвежских специалистов: это позволило обобщить опыт решения несколькими государствами проблем Северного моря.

На форуме отмечалось знаменательное событие – Ассоциации специалистов по колтюбинговым


© Брайан Кайло
© Brian Kiloh

Живое общение специалистов
Professional networking in action


© Брайан Кайло
© Brian Kiloh

Стенд компании Welltonic на выставке
Welltonic booth at the exhibition

well construction and deconstruction, well productivity enhancement, enhanced data gathering on coiled tubing operations, advances in subsea intervention, well surveillance.

Leo Koot, Managing Director of TAQA Bratani Limited, opened the event with a keynote speech addressing the conference theme from his company's perspective. The keynote speaker stated that the perspectives today have to extend beyond a simple focus on "the technical" to encompass radical new ways of thinking about the North Sea well intervention industry. We should turn to address challenges such as the "rejuvenation" of the work force and management, the role of well integrity assurance through intervention and introduction of innovative solutions – such as Smart Well Technology.

Case studies also featured strongly in the programme. While the geographic focus was on the North Sea and Norway, lessons were learned from experiences elsewhere, as far afield as the Gulf of Mexico. Presentations included reports of several "firsts", like the live fibre-optic telemetry operation in Gulf of Mexico. They also described problems solved, such as sand removal, and repair of a shallow tube leak.

The exhibition accompanying the conference showcased the brightest and best of well intervention services and technologies. More than 40 companies were exhibiting, including both the majors – NOV, Baker Hughes, Schlumberger, Weatherford, BJ Services, and smaller representatives of the market – Red


© Брайан Кайло
© Brian Kiloh

Келли Мюррей, Red Spider Technology, член комитета по развитию сайта ICoTA, и Фрэнк Рэттрэй, Marathon Oil, председатель европейского отделения ICoTA

Kelly Murray, Red Spider Technology - ICoTA Website Sub-committee and Frank Rattray, Marathon Oil, Chairman of ICoTA European Chapter

технологиям и внутрискважинным работам ICoTA исполнилось 15 лет. Подарком для членов Ассоциации стал новый интернет-портал европейского отделения ICoTA **www.icota-europe.com.** Новый сайт отличает улучшенный дизайн, структурированная информация об Ассоциации и ее основных мероприятиях, технологиях внутрискважинных работ и уникальная библиотека технических презентаций, доступная для членов ICoTA.

Председатель европейского отделения ICoTA Фрэнк Рэттрей, Marathon Oil, отметил: «Круглый стол по внутрискважинным работам SPE ICoTA – это главное событие года для европейского отделения ICoTA и важнейшее в мире собрание специалистов по внутрискважинным работам, поэтому мы решили отпраздновать день рождения Ассоциации и представить наш новый сайт здесь. Мы все рады, что ICoTA расширяет свою деятельность и становится более значимой для своих членов».

Интересные и содержательные доклады, информация о новейших достижениях отрасли, живое общение специалистов и налаживание деловых контактов – это то, что ценят участники ежегодного форума в Абердине. Следующий, 16-й Европейский круглый стол по внутрискважинным работам состоится 17–18 ноября 2010 г. Членам ICoTA, в том числе и членам ЦРКТ, получившего право распространять привилегии Ассоциации в России, будут предоставлены значительные скидки при оплате участия. **Уважаемые российские специалисты-нефтесервисники, спешите воспользоваться этой возможностью!** ◎

Ольга ГАБДУЛХАКОВА, «Время колтюбинга»

Spider Technology, Thinjack, Marketec, etc. A strong Norwegian presence gave delegates the opportunity to view the best of well intervention from both sides of the North Sea as well as further afield.

Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) celebrated its 15th birthday at the show. Marking the Association's anniversary, the website, **www.icota-europe.com** was launched.

The website will showcase the association to non-members and will provide an invaluable information resource and library of technical presentations for members.

Chairman of ICoTA European Chapter, Frank Rattray, Marathon Oil, said: "The SPE ICoTA Round Table is the flagship annual event for ICoTA European Chapter, so we chose to celebrate our anniversary and unveil the website here, at this most important European gathering of well intervention experts. They will see that as ICoTA has "grown up" it's become even more valuable to its members, and it continues to deliver what they want from a professional association of note".

Absorbing and informative presentations, the best of well intervention services and technologies at the exhibition, fruitful networking are valued by the attendees of this annual event in Aberdeen. The next, 16th SPE ICoTA Well Intervention Roundtable, will be held on the 17–18th November 2010. ICoTA members, including ICoTA Russian Chapter members, are subject to considerable discounts when paying attendance fees. **Dear Russian oilfield services experts, do not lose this opportunity!** ◎

Olga GABDULKHAKOVA, Coiled Tubing Times

ICoTA
Intervention & Coiled Tubing Association

ЗАЯВЛЕНИЕ

Задача Ассоциации ICoTA состоит в поощрении обмена информацией, обобщении опыта применения инновационных технологий, содействии внедрению стандартов безопасности, профессиональной подготовки и новейших разработок в области колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ.

Некоммерческое партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий» (НП «ЦРКТ»), получившее право распространять привилегии Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам ICoTA в России, приглашает в свои ряды специалистов нефтегазового сервиса.

Члены ICoTA получат:

- право на участие в мероприятиях международного и регионального уровней, проводимых ICoTA, со скидками, предусмотренными организационными комитетами соответствующих мероприятий. Одним из таких мероприятий станет 11-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», которая состоится 15–17 сентября 2010 г. в Москве, в гостинице «Ренессанс Москва». Членам ICoTA будет предоставлена 20-процентная скидка при оплате участия;
- право на пользование ресурсами сайта Ассоциации **http://www.icota.com** по специальному доступу и получение презентаций докладов, представленных на ведущих форумах ICoTA в Хьюстоне и Абердине, Калгари и Ставангере;
- доступ к всемирной базе членов ICoTA, что создаст прекрасные возможности для расширения деловых контактов.

Индивидуальный членский взнос на 1 год составляет 1500 рублей.

Для вступления в ICoTA заполните, пожалуйста, следующую анкету:

Организация/компания/структура ____

Фамилия ______________________ Написание по-английски ______________________

Имя ______________ __________ Написание по-английски ______________________

Отчество ______________________

Должность ____

Адрес электронной почты ____

Телефон ______________________ Факс ______________________________

Почтовый адрес ____

Индекс ______________________

Хотите ли Вы, чтобы Ваша контактная информация была размещена в каталоге членов ICoTA?

☐ да ☐ нет

Пожалуйста, отправьте заполненное заявление по факсу +7 499 788 9119
или по электронной почте **ovg@cttimes.org**

ICoTA
Intervention & Coiled Tubing Association

APPLICATION

Mission Statement:
The mission of the Intervention & Coiled Tubing Association is to enhance Communication, gather technical expertise and promote safety, training, competency and industry-accepted practices within the Well Intervention and Coiled Tubing industries.

Membership Category and Annual Membership Fee

Corporate Member: Applicable to organizations or individuals participating with a key role within the coiled tubing industry. Acceptance subject to ICoTA Board of Directors approval. ☐ US$ 1,000

Individual Member: Applicable to individuals with a declared technical or commercial interest in the coiled tubing industry. Eligible to participate on working committees and task groups ☐ US$ 50.00

Organization or Company____

Contact Name (Last)____________________ (First) ____________________

Job Title ____

Company Business Interests (e.g., operator, tool rental, CT service, etc.) ______________________

____

Mailing Address ____

City ______________________**State/Province** ______________________

Postal/Zip Code ___________ **Country** ______________________

Telephone No.:____________________ **Fax No.:** ____________________

E-mail: ______________________

Method of Payment / Transaction Details:

☐ **Credit Card #**______________________________ Zip Code: ______________

Expiration date: _ _/_ _ **Cardholder's Signature:** ______________________________

☐ **Cash or Check (Checks and Money Orders should be made payable to: "ICoTA")**

Are you interested in participating on working committees and/or task groups? ☐ Yes ☐ No
Would you like your contact information listed in our member directory? ☐ Yes ☐ No

Chapter Preference for individual members:

☐ **Canadian** ☐ **European** ☐ **USA** ☐ **Latin American** ☐ **Russian**

Send this completed form and supporting payment to:

ICoTA
P.O. Box 1082
Montgomery, TX 77356
Fax to +1 832 201 9977–OR- e-mail to ababin@icota.com

О ДОСТИЖЕНИЯХ, ПЛАНАХ, РЕШЕНИЯХ

ABOUT PLANS, DECISIONS AND ACHIEVEMENTS

В первых числах марта в Минске по приглашению ведущего производителя техники для внутрискважинных работ на постсоветском пространстве СЗАО «Фидмаш» в шестой раз собрались участники ежегодной потребительской конференции данного производителя.

Открывая встречу, председатель совета Группы ФИД Л.М. Груздилович отметил, что нынешней конференции можно с полным правом присвоить статус международной, поскольку ее участниками стали представители компаний не только различных регионов России, как западной, так и восточной Украины, Беларуси, Казахстана, но и Северной Америки, и Западной Европы. «Первая Всероссийская конференция по колтюбинговым технологиям состоялась в марте 1998 года в Москве, – отметил оратор. – Именно на той конференции я принял решение о начале нового проекта – разработке и производстве колтюбинга. Спустя всего два года, к 2000 году, 75% колтюбингового оборудования, продаваемого на территории России, а затем и на территории всего СНГ, было продукцией Группы ФИД, позже – СЗАО «Фидмаш». Если к этому прибавить еще 17%, которые поставил наш партнер Hydra Rig, то сумма составит 92%. Эта цифра свидетельствует о качестве оборудования, его функциональности, хорошем сервисе и, что тоже очень важно, о приемлемых для потребителя ценах».

Именно эта первая конференция по колтюбинговым технологиям выросла в ежегодную Международную научно-практическую конференцию «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», главную площадку в СНГ по обмену опытом по означенной тематике.

У потребительской конференции цели более практические и узконаправленные: мероприятие собирает тех специалистов, для кого техника, созданная СЗАО «Фидмаш» и другими предприятиями

The 6th Annual Consumer Conference was held in early March in Minsk. It was organized by the major manufacturer of equipment for well intervention among all FSU countries NOV Fidmash.

At the conference opening L.M. Hruzdzilovich, president of the FID Group, noted that the present conference could be easily regarded as international, because the participants of this conference came not only from different regions of the Russian Federation, Western and Eastern Ukraine, Belarus, Kazakhstan, but also from North America and Western Europe.

«The First All-Russian Coiled Tubing Conference was held in March of 1998 in Moscow. It was at that conference that I made a decision to start a new project – development and production of coiled tubing. Only two years later, by 2000, 75% of coiled tubing equipment on the territory of CIS was that manufactured by FID Group, later – NOV Fidmash. Taking into account that 17% of such equipment was manufactured by our partner Hydra Rig, the combined market share would constitute 92%, which is the evidence of high quality of this equipment, its functionality, good service and, which is very important, acceptable prices».

That First Coiled Tubing Conference has grown into the annual International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference, the key forum for sharing best practices of the industry.

The objectives behind the Consumer Conference are more practical and targeted: this event gathers those specialists for whom equipment manufactured by NOV Fidmash and other companies of FID Group is the main tool, who use this equipment for development of up-to-date efficient technologies of well maintenance and successfully apply them. It is

Группы ФИД, является основным орудием труда, кто с ее помощью осваивает и успешно применяет новейшие эффективные технологии обслуживания скважин, кто хочет знать больше о возможностях этого оборудования, путях его модернизации, видах сервисного обслуживания, формах постоянного взаимодействия с производителем и планах последнего по разработке и производству новых продуктов.

В обзоре нового оборудования и перспективных разработок СЗАО «Фидмаш» был дан краткий экскурс в историю развития модельного ряда оборудования, говорилось также о перспективах расширения ассортимента и улучшении качества продукции. Внимание слушателей обращалось, прежде всего, на новые виды оборудования. Колтюбинговая установка тяжелого класса МК30Т-60 способна выполнять операции по подземному ремонту, стимуляции и исследованиям скважин всех типов на глубине до 5500 м с гибкой трубой (ГТ) диаметром 38,1 мм. Тяговое усилие инжектора 27 200 кг. Установка монтируется на базовом шасси Terberg.

Была представлена колтюбинговая установка МК30Е-40 (блочная на шасси), тоже относящаяся к тяжелому классу. Эта машина способна осуществлять операции по подземному ремонту как на суше, так и с морских платформ.

Установки тяжелого класса оснащены узлами намотки увеличенной емкости – 6200 м для ГТ 38,1 мм и 4100 м для ГТ 44, 45 мм.

Со встречными докладами, обобщающими опыт применения колтюбинговых установок конкретными потребителями, выступили директор департамента ГНКТ ООО «Интегра-Сервисы» В.П. Мороз и

the conference for those who want to know more about the possibilities of this equipment, about the ways of its modernization, types of after-sales services, about the forms of constant interaction with the manufacturer and plans of the latter to develop and manufacture new products.

The review of new equipment and prospective projects of NOV Fidmash provided a short background to the development history of equipment model line-up as well as indicated the prospects of diversification and quality improvement. The attendees' attention was, in first place, called to new types of equipment. Heavy class CT unit MK30T-60 with 1-1/2” coiled tubing is able to perform well workover, flow stimulation operations and well survey operations in all types of wells with the depth of up to 18,050 ft. Injector head pull capacity is 60,000 lbs. The unit is installed on the base chassis Terberg.

Coiled tubing unit MK30E-40 (modular, on chassis), which also belongs to heavy class, was introduced at the conference as well. This unit is able to perform well workover operations both onshore and offshore.

Heavy class units are equipped with reels of increased capacity: 20340 ft for 1-1/2” and 13450 ft for 1-3/4” coiled tubing.

Counter reports that summarize the experience of coiled tubing units application by specific customers were delivered by V.P. Moroz, head of CT Division of OOO Integra-Services and A.N. Chamidulin, генеральный директор ООО «Койлтюбинг-Сервис» А.Н. Хамидулин.

Новому, можно сказать, инновационному применению установки МК30Т для ориентированного бурения с системой СНБ76 был посвящен доклад заведующего строительством БелНИПИ Ю.А. Бутова «Об успешных испытаниях системы направленного бурения СНБ76 производства СЗАО «Новинка» на скважине 9012 Котельниковская».

Были продемонстрированы также система контрольно-регистрирующая нового поколения СКР 43-10, силовой блок к мобильной буровой установке К125, азотная установка А100 и многофункциональная (цементировочная) двухнасосная установка Н1000С-10, подробно представленная в отдельном сообщении. Установка представляет собой смонтированное на шасси оборудование с элементами автоматического управления. Предназначена для приготовления рабочей жидкости и подачи ее под давлением в скважину в процессе бурения, капитального ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ на нефтяных и газовых скважинах.

Было подробно рассмотрено вспомогательное оборудование для работы с колтюбинговыми установками, а также оборудование для ГРП. Докладчик дал детальные технические характеристики насосных установок Н504-10 и Н504-20 и подробно остановился на преимуществах самоходной азотной установки испарительного типа А100 в сравнении с установками мембранного типа. Для информации: установка А100 предназначена для преобразования жидкого азота в газообразный и подачи его в скважину под давлением, отличается мобильностью, экономичностью, высокой степенью очистки азота, высокой производительностью и легкостью в управлении и обслуживании.

Мобильный комплекс для ГРП разработки и производства СЗАО «Фидмаш» уже успел себя прекрасно зарекомендовать в Беларуси. В составе комплекса – смесительная установка МС-600 (блендер), три насосные установки Н2501, станция контроля и управления СКУ, машина манифольдов, проппантовоз, технологические и кислотные емкости. Геолог лаборатории интенсификации добычи предприятия-пользователя Д.Е. Сальников особо отметил, что с помощью комплекса удалось выполнить уникальные работы, за которые не взялась ни одна из трех приглашавшихся ранее компаний-подрядчиков, а именно: был успешно проведен ГРП с проппантом (порядка 40 т) на глубине более 3400 м в карбонатном коллекторе, коих подавляющее большинство на Полесье.

СЗАО «Фидмаш» выделяется не только

general director of OOO Coiled tubing-Service.

The report of U.A. Butov, construction manager at BelNIPI, was devoted to a new, to some extent innovative application of MK30T unit for directional drilling with SNB76 system. The title of this report was “About successful field tests of directional drilling system SNB76 manufactured by SZAO Novinka in the well 9012 Kotelnikovskaya”.

In his report Butov demonstrated also the control system of new generation SKR 43-10, power unit for mobile drilling rig K125, nitrogen booster unit A100 and multifunctional (cementing) two-pump unit N1000C-10 that was introduced in a separate detailed report. The unit is a set of equipment installed on chassis and has elements of automated control. It is used for preparation of operating fluid and its injection at high pressure into the well during the processes of drilling, well workover and other flushing or injecting operations in oil and gas wells.

Auxiliary equipment for operations with CT units, as well as equipment for hydraulic fracturing also enjoyed detailed review. The speaker presented precise technical characteristics of pumping units N504-10 and N504-20, and elaborated on the advantages of self-propelled nitrogen unit of evaporating type A100 over units of membrane type. For your information: A100 unit is used for transformation of liquid nitrogen into gaseous and its injection into well at high pressure. Its main features are: mobility, cost-effectiveness, high degree of nitrogen purification, high efficiency and simple control and maintenance.

Mobile complex for hydrafracturing, which was developed and manufactured by NOV Fidmash, is widely recognized in Belarus. The complex consists of a blending unit MC-600 (blender), three pumping units N2501, control station, manifold truck, proppant carrier, technological and acid tanks. D.E. Salnikov, geologist of recovery enhancement laboratory of the company that uses this complex, pointed out that it is only with the help of this equipment that the company managed to perform some unique operations, which contractors invited earlier refused to tackle. Namely, hydrafracturing operation with proppant (88,200 lbs) at the depth of more than 11,150 ft in carbonate reservoir (the most widespread in Polesia) was performed.

инновациями, которые каждый год презентуются на потребительских конференциях, но и внимательным отношением к заказчикам. Фактически каждая установка выпускается в соответствии с индивидуальными требованиями потребителя. Каждая единица в течение всего срока службы находится в поле зрения сервисных подразделений завода-изготовителя, что способствует повышению надежности и безотказности в работе оборудования. Производитель предлагает не только поставку сертифицированных запасных частей, но и комплексное плановое техническое обслуживание, а также полноценные капитальные ремонты и модернизацию ранее поставленного оборудования. Этот момент очень важен, поскольку в последнее время на рынке услуг по сервисному обслуживанию выпущенной в прошлые годы техники появились небольшие компании, кадровый состав которых сформирован в том числе из бывших работников Группы ФИД. В отрыве от разработчиков и изготовителей эти люди предлагают пользователям контрафактные запчасти и неэффективные методики ремонта. По сути, они просто паразитируют на бренде, под знаком которого когда-то начинали свою карьеру.

Система комплексного обслуживания оборудования, о которой рассказал первый заместитель генерального директора СЗАО «Фидмаш» Д.Н. Грибановский, включает в себя круглосуточную техническо-консультационную поддержку потребителя в гарантийный период эксплуатации; комплексное плановое сервисное обслуживание в соответствии с техническим регламентом; экстренную техническую поддержку клиента;

NOV Fidmash is notable not only for innovations, which are annually presented at consumer conferences, but also for its customer-friendly approach. Actually, each unit is manufactured according to personal requirements of a customer. Each and every unit and during the whole period of its service life is within of manufacturer's service department eyeshot, which helps to increase operational reliability of equipment. The manufacturer offers not only delivery of certified parts but also complex planned maintenance as well as complete overhauling and modernization of equipment sold before. This is crucial, since recently numerous small companies emerged in the market of planned maintenance service. Human resources of these companies are largely represented by those specialists who used to work for FID Group. Being totally detached from the developers and manufacturers, these people offer infringing spare parts and non-effective repair techniques. Basically, they are just using the brand, which gave them a start in their career, as bait.

D.N. Gribanovski, first deputy director of NOV Fidmash, told about the system of complex equipment maintenance that includes twenty-four-hour technical customer support during the warranty period; complex planned maintenance according to the technical regulations; emergency technical support of the customer; timely provision with spare parts, including basis chassis spare parts; complex full repair and modernization of своевременное плановое обеспечение запасными частями, в том числе к базовому шасси; проведение комплексного капитального ремонта и модернизации поставленного оборудования. Последней опции предприятие-изготовитель уделяет особое внимание. Колтюбинговые установки М10 и М20 первых лет выпуска проходят либо капитальный ремонт и полную модернизацию на заводе-изготовителе, либо агрегатный ремонт и частичную модернизацию непосредственно на месте деятельности. У каждого из этих двух вариантов есть свои плюсы и минусы, но очевидно, что полная модернизация в заводских условиях фактически превращает изношенную и морально устаревшую установку в новую, обладающую всеми современными техническими и эксплуатационными характеристиками.

Установка М20Т, прошедшая полную модернизацию в заводских условиях, была представлена участникам потребительской конференции и вызвала огромный интерес: ведь многим сервисным компаниям, закупившим оборудование пять-десять лет назад, предстоит в обозримом будущем проводить аналогичные капитальные ремонты, а значит, и принимать правильные решения по выбору субподрядных организаций.

Кроме вышеназванной машины, на открытой площадке экспонировались колтюбинговые установки МК10Т, МК30Т и насосная установка Н504.

Шестая потребительская конференция запомнилась не только смотром нового оборудования и его возможностей, не только формулировкой комплексных подходов к сервисному обслуживанию и модернизации, но и неформальным общением участников, обменом мнениями как по частным аспектам проведения конкретных нефтесервисных операций, так и эмоциональными обсуждениями очень непростых времен, когда колебания цен на углеводороды не сходят с топовых строк мировых новостей. Специалисты сервисных компаний говорили о тенденциях развития отрасли, осторожно, на основании роста количества заказов, предвкушающей выход из кризиса, предполагали, какие технологии внутрискважинных работ будут востребованы в скором и нескором будущем, рассказывали производителям оборудования о своих назревших потребностях и операциях, которые очень хочется освоить. Производители внимательно слушали, а значит, будут составлены технические задания, будет разработано новое оборудование для удовлетворения небывалых ранее производственных потребностей, будет круглосуточное обслуживание выпущенных вчера, сегодня и завтра машин... ◎

Иван СИДОРОВ

sold equipment. Manufacturer pays special attention to the last option. Coiled tubing units M10 and M20 manufactured during the first years of production undergo either full repair and modernization procedures at the manufacturing facilities or unit repair and partial modernization procedures directly at the place of operation. Either of these two variants has its pros and cons, but it is obvious that full modernization at factory facilities transforms a worn out and oudated unit into a new one, which has all modern technical and operational characteristics.

Unit M20T that underwent full modernization procedures in factory conditions was introduced to the participants of the Consumer Conference and aroused great interest since many service companies that purchased the equipment 5–10 years ago will have to perform similar repair procedures in the nearest future and, in turn, make right decisions while choosing subcontracted organizations.

Besides the above-mentioned unit, coiled tubing units MK10T, MK30T and pumping unit N504 were exhibited outdoor.

The 6th Consumer Conference is memorable not only for exhibition of new equipment and its capabilities, formulation of complex methods of maintenance and modernization, but also for informal communication between the participants, exchange of opinions about particular aspects of specific oil service operations execution as well as for emotional discussions of the hard time when fluctuations in oil prices are constantly in top headlines of the world news. Specialists from service companies were talking about the tendencies of industry development and, taking into account the increase in orders, were trying to foretell what technologies of well intervention would be in demand in the nearest and distant future, all in a very cautious manner though. They were also telling equipment manufacturers about their needs and operations they want to master. The manufacturers were listening very carefully, and this may signify that shortly numerous statements of requirements will be prepared, new equipment will de designed to meet technical needs never known before, there will be day-and-night service of equipment produced before, equipment that is being manufactured now and equipment to be produced in the future... ◎

Ivan SIDOROV

ХАРАКТЕРИСТИКИ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК*, РАБОТАЮЩИХ В РОССИИ

Производитель

Manufacturer

Обозначение

Model

Класс

Class

Шасси

Chassis

Двигатель

Engine

Мощность двигателя, л.с.

Engine power

Максимальное тяговое усилие инжектора, кН

Injector Head Pull Capacity

Скорость подачи гибкой трубы, м/мин

Coiled Tubing Speed, feet per minute

Диаметр гибкой трубы, мм

Coiled Tubing Size OD

Максимальное давление на устье скважины, МПа

Maximum Wellhead Pressure

Емкость узла намотки для трубы 38,1 мм, м

Reel capacity for 15” OD tube

Габаритные размеры, мм, не более

Maximum overall dimensions

- длина
- length
- ширина
- width
- высота
- height

Масса полная, кг, не более

Maximum gross weight

Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, т

Crane Capacities Maximum

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

MANUFACTURER'S SPECIFICATIONS MOST WIDELY SOLD CTUs* IN RUSSIA

Фидмаш	Фидмаш	Фидмаш	Hydra Rig
Fidmash	Fidmash	Fidmash	Hydra Rig
МК10Т	МК20Т	МК30Т	–
MK10T	MK20T	MK30T	–
Легкий	Средний	Тяжелый	Средний
Light Weight	Medium Weight	Heavy Weight	Medium Weight
МАЗ 631708 (6Х6)	МЗКТ 652712 (8x8)	МЗКТ 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6)
MAZ 631708 (6X6)	MZKT 652712 (8x8)	MZKT 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6)
ЯМЗ-7511	ЯМЗ-7511 (по отдельному заказу Caterpillar)	ЯМЗ-7511 (по отдельному заказу Caterpillar)	CUMMINS
YAMZ-7511	YAMZ-7511 (option Caterpillar)	YAMZ-7511 (option Caterpillar)	CUMMINS
400	400	400	475
400 HP	400 HP	400 HP	475 HP
150	270	270	270
30,000 lbs	60,000 lbs	60,000 lbs	60,000 lbs
0,9–48	0,3–48	0,9–48	1,2–80
3–157	3–157	3–157	4–265
19,05–38,1	19,05–50,8	19,05–50,8	25,4–44,45
¾”–1 ½”	¾″–2″	¾″–2″	1″–1¾″
70	70	70	70
10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi
2 600	4 200	5 500 (по отдельному заказу до 6 200)	4 000
8,200 ft	13,800 ft	18,000 ft (option 20,300 ft)	13,200 ft
10 900	13 000	15 100	13 000
430″	512″	595″	510″
2 500	2 550	2 550	2 700
100″	100″	100″	106″
4 000	4 450	4 450	4 500
157″	175″	175″	177″
33 700	46 000	59 000	40 000
74,250 lbs	101,300 lbs	130,000 lbs	88,000 lbs
6	10	10	15
13,200 lbs	22,000 lbs	22,000 lbs	34,000 lbs

---

* Not less than ten units, currently being operated.

Пыльца с крыла бабочки
Pollen from the Butterfly Wing

В прошлом номере журнала автор проекта «Время колтюбинга» Леонид Груздилович пригласил наших читателей к дискуссии. Предлагалось обсудить плюсы и минусы интенсивного обмена информацией, возможность которого профессионалы нашей отрасли получили в современных условиях.
Сегодня мы публикуем отклики, присланные профессионалами, к слову, не только нашей отрасли. Одних эссе «Под крылом бабочки» настроило на философский лад, другие попытались дать прогнозы глобальных изменений… Самые интересные ответы мы предлагаем вашему вниманию.

In the previous issue of Coiled Tubing Times Journal Leanid Hruzdzilovich, Coiled Tubing Times Project Author, invited our readers to take part in a discussion. The proposed subject of discussion was the advantages and disadvantages of extensive information exchange which has now become available to professionals working in our industry.
Today, we are publishing the feedback, provided not only by professionals of our industry, as a matter of fact. The essay "Under the Butterfly Wing" has aroused philosophical mood in some of our readers, others tried to give an outlook for global changes...We want to bring to your notice some of the most interesting comments.

Олег СЕРДЮКОВ, инженер отдела текущего и капитального ремонта скважин ООО «Башнефть-Добыча»:

К сожалению, в настоящее время – время жестких рыночных отношений – плодотворный обмен информацией затруднен.

Обмен информацией включает в себя печать в специализированных и научно-практических журналах, участие в конференциях, совещаниях. Неплохо было бы, если бы он включал и демонстрации новых разработок. Но всё это требует немалых финансовых вложений, средства под которые практически не выделяются руководствами предприятий.

Начнем с того, что предприятия нефтегазодобывающей промышленности ныне находятся в руках не государства, а конкретных людей, целями и задачами которых являются не разумная добыча нефти и газа, а получение прибыли и в первую очередь самообогащение. Соответственно, финансируются работы, направленные, как правило, на добычу и скорую реализацию добытого продукта, а не совершенствование технологий и техники, обеспечивающих прирост запасов по стране в целом. Вкладывать деньги во внедрение чего-то нового, неизвестного очень рискованно.

Тех научных лабораторий и центров, которые

Oleg SERDUKOV, Workover Engineer, Bashneft-Dobycha:

Unfortunately, now, in the time of harsh market environment a fruitful information exchange is not always easy.

Exchange of information includes such activities as publications in specialized scientific and practical journals, participation in conferences and round tables; it would be nice if demonstrations of new technologies became common. But all this requires certain (considerable) financial resources, which are hardly ever allocated for these purposes.

Essentially, oil and gas companies are now mostly owned by private persons, not the state. And it is not extensive recovery of oil and gas deposits that these private persons see as the main objective but rather profit-making, and, in the first place, naturally, self-enrichment.

целенаправленно занимались бы разработкой и экспериментальными исследованиями новых технологий и техники, финансирование которых обеспечивалось бы государством, а не предприятиями из полученной прибыли, практически не существует. В урезанном виде они присутствуют в пределах производственных организаций, но опять же выполняют работы, строго оговоренные календарными планами, утвержденными руководством всё тех же предприятий.

Идеи по модернизации, усовершенствованию техники, технологии очень часто не имеют выхода в свет, так как люди в современной системе производства существуют в замкнутом круге.

Наша бабочка бьется в стеклянной, плотно закрытой крышкой банке. И если не приоткрыть металлическую крышку, то бабочка задохнется. Что и происходит с разработкой новых технологий и, соответственно, обменом информацией среди нефтедобывающих, да и не только, предприятий.

Рустем АХМЕТЗЯНОВ, начальник отдела инноваций и развития ООО «Татнефть-РемСервис»:

Мне и моим коллегам интересна информация, касающаяся ремонта скважин, обработок призабойной зоны, методов увеличения нефтеотдачи пластов. Было бы важно получать информацию о результатах работ других сервисных подразделений: объемы и виды работ, а также сведения по наработке на гибкую трубу, о достигнутых результатах в разрезе технологий. Важно видеть и прогнозировать направление внимания заказчика, задачи, идеи. Такой информационной площадки сегодня нет. Надеемся, что она будет в журнале «Время колтюбинга». На мой взгляд, современному российскому нефтесервису очень недостает науки. Сервисные компании в силу различных причин, в первую очередь экономических, не могут себе позволить финансирование научных разработок. Для этого нужно иметь достаточный объем инвестиций. У западных сервисных компаний они есть, они успешно разрабатывают ноу-хау, создают новые технологии. Всё это очень дорого стоит. У большинства российских нефтесервисных компаний таких инвестиций нет. Как вариант решения нужно активнее взаимодействовать с научными центрами, искать активных ребят, которые хотят работать на результат. Важно создать полупроизводственный-полунаучный круг людей. Их должен объединять

Consequently, only production and sales segments enjoy stable financing, whereas technology improvement which plays the ultimate role in nationwide growth of resources is most often pigeonholed. It is always tough to invest into something new, unknown.

Laboratories and research centers which would focus entirely on development and evaluation of new technologies and equipment and which would be financed by the government and not from companies' accounts practically do not exist. Some scaled-down centers work as part of industrial enterprises, there again, they do the work prescribed by strict task schedules and enacted by the management of these companies.

The ideas about modernization, technological improvements very often can not get in the spotlight, as in the modern production system individuals are trapped in vicious circle.

Our butterfly is beating against a jar fast shut. And if we don't open the lid, the butterfly will run out of breath. The same is true about development of new technologies and, consequently, exchange of information among operators, and not only them.

Rustem AKHMETZYANOV, Head of Innovations & Development Dept., Tatneft-RemService:

My colleagues and I are interested in information related to well workover, bottomhole treatment, and enhanced oil recovery methods. It is important to know about other service companies' results: scope and type of work they do, their experience in coiled tubing application, technological achievements. It is important to understand and forecast client's vision, tasks and ideas. There is no such information forum nowadays. We hope, it will appear in Coiled Tubing Times Journal. In my opinion, Russian oilfield services industry is craving for science. Due to many different reasons, first and foremost economic ones, service companies cannot afford to finance research work. Sufficient funds are necessary and western service companies do have these не столько конкретный географический регион, где они живут и работают, сколько общие подходы к своей деятельности. А пока движение идет по узкому кругу тем. Активно занимаются ниши, где результат можно получить достаточно быстро: ОПЗ, химия, отдельные виды инструментов... Научный интерес распределен неравномерно. А хотелось бы, чтобы работа велась над повышением технологичности оборудования, его конкурентоспособности, над доведением до совершенства технологий. Например, чтобы за один спуско-подъем можно было построить скважину. Сегодня этого нет!

Александр СЛЕНЗАК, ведущий конструктор отдела специального оборудования СЗАО «Фидмаш»:

Прочитал эссе «Под крылом бабочки» и решил написать письмо в редакцию. Возможно, оно не по теме, но хочется сказать о том, что меня действительно беспокоит.

Больше, чем предложенная тема о роли информации, мне понравилось следующее предложение из эссе: «Мы хотим генерировать именно такие дискуссии: обсуждать наступившие и прогнозировать грядущие перемены, пытаться предвидеть возможные последствия, казалось бы, незначительных влияний на систему, которые способны иметь большие и непредсказуемые эффекты где-нибудь в другом месте и в другое время».

На мой взгляд, на сегодняшний день есть два «центра масс», которые в значительной степени будут влиять на развитие всего мира и каждого отдельно взятого бизнеса. Это, во-первых, бурно развивающиеся информационные технологии и, во-вторых, стремительно идущий вперед Китай.

С информационными технологиями всё более или менее понятно: они несут в себе в основном положительные перемены, за которыми, самое главное, поспевать и уметь их использовать.

С Китаем всё гораздо сложнее. Что такое Поднебесная сегодня? Китай в 2009 году стал самым крупным экспортером в мире с оборотом $1,2 трлн. Китай стал третьей крупнейшей экономикой мира после США и второй по паритету покупательной способности. Эта страна стремится стать третьей державой в мире (после США и России), обладающей ПРО. И при всем этом в Китае полностью отсутствует понятие интеллектуальной собственности. Каждый, кто ежегодно бывает на международной выставке в Москве «Нефть и Газ», не может не замечать всё возрастающего засилия китайских компаний.

funds, this is why they successfully develop numerous know-hows, invent new technologies. But it costs a lot of money. The majority of Russian companies do not have the money. One possible way out is active collaboration with research centers, constant search of dedicated individuals aiming for results. It is important to create a community uniting both industrialists and scientists. And they should be united not by a certain geographic region, where they live and work, but to more extent by common practices. So far it all revolves around a limited set of issues. The niches where results can be achieved quite quickly are getting filled just as quickly: bottomhole treatment, petrochemicals, certain types of equipment... Distribution of scientific interest is uneven. I wish more effort was put into rise of technological effectiveness of equipment, its cost competitiveness and overall technological advancement. For instance, to build a well in one RIH/POOH operation is not possible today!

Alexander SLENZAK, Leading Designer, Division of Special Equipment, NOV Fidmash:

Having read the essay "Under the Butterfly Wing" I decided to write a letter to editorial staff. Maybe it is not to the point, but I want to share what I am preoccupied with.

I was much fascinated not by the proposed topic but the following abstract from the essay: "This is the kind of discussions we want to generate: give careful consideration to what has already happened and try to predict what may happen next, try to foresee possible effect of seemingly marginal impact on the system, which can manifest itself most unpredictably in another place at another time".

From my point of view, there are two axes of mass nowadays, which are going to have a considerable impact on the world on the whole and each business in particular. Firstly I am referring to thriving information technologies and secondly to China, going forward at breakneck pace.

As for information technologies everything is more or less clear: they mostly bring positive

Пока еще не сломлен психологический барьер относительно невысокого качества, и китайскую технику не стремятся покупать, но когда он будет сломлен (на мой взгляд, совсем мало осталось), произойдет лавинообразный захват рынка постсоветского пространства. Остальным на нем просто нечего будет делать. Нынче одна из казахстанских компаний заинтересована в приобретении оборудования для ремонта нефтяных скважин. Ее специалисты изучили американское, канадское, китайское оборудование, сейчас изучают российское и белорусское. Еще несколько лет назад трудно было даже представить, что кто-то будет всерьез изучать китайское оборудование. Но ныне это факт. Тендер, по-видимому, будет носить знаковый характер.

Наполеон когда-то сказал: «Не будите Китай. Когда он проснется, весь мир пожалеет об этом». На мой взгляд, уже сегодня нужно искать паритетные формы сотрудничества с китайскими компаниями, которые занимаются нашим профильным оборудованием. Нужно идти к китайцам, пока они не пришли к нам. Нельзя остановить реку, но можно построить плотину с турбинами.

Маркус ХОЭНФЕЛЬНЕР, хирург, профессор клиники Гейдельбергского университета, прислал нам свои комментарии к фрагментам эссе «Под крылом бабочки», которые не оставили его равнодушным:

«Сегодня, на исходе первого десятилетия нового века, «все течет, все изменяется» намного быстрее, чем каких-нибудь пятнадцать-двадцать лет назад. Перемены настигают нас повсеместно, они касаются всего и всех. Меняются технологии, климат, условия жизни, а значит – и понимание ее целей, и наше мировоззрение».

Мы живем в цифровой век – изменения происходят намного быстрее, буквально в геометрической прогрессии, поскольку цифровые технологии способствуют развитию компьютерных технологий. Что произойдет, когда будет создан квантовый компьютер? Вы знакомы с теорией подражания? Зайдите на **http://www.nickbostrom.com.** Представленная там информация заставит вас задуматься.

changes, and one should catch up with them and be able to use them.

As far as China is concerned everything is far more complicated. What is the Celestial Empire today? In 2009 China became the major exporter with a turnover of $1.2 trn. China is now the third largest economy in the world and the second one by Purchasing Power Parity. This country is aiming at becoming the third country (after the USA and Russia) to develop ABM capability. Yet through it all, there is not any idea about intellectual property. Anyone who attends the annual Oil & Gas Exhibition in Moscow can't help noticing the ever growing dominance of Chinese companies. Chinese equipment doesn't enjoy high demand as the psychological barrier about the relatively low quality is not broken down so far, but as soon it gets broken (It is not too long to wait, I believe), snowballing seizure of the post-soviet market is going to happen. Other players will have nothing else to do in this market. One of Kazakhstan companies is planning to buy workover equipment. Company's experts have already evaluated American, Canadian, Chinese equipment, now Russian and Belarusian equipment is being considered. Just several years ago it was hard to imagine that someone would express interest in Chinese equipment at all. But now it is true. The tender process is likely to become sign of the times.

Napoleon once said: "Let China sleep, for when she wakes the world will shake". In my humble opinion, it is high time that we started looking for some options for mutually beneficial cooperation with those Chinese companies which deal with industry-related equipment. We should ring their doorbell instead of waiting till they come to us. One cannot stop the river flow, but we can build a dam.

Markus HOHENFELLNER, surgeon, Heidelberg University Clinic professor, has sent us his commentaries to some extracts of the essay "Under the Butterfly Wing", which didn't leave him indifferent:

"Today, as the first decade of the new century wanes, all things are flowing and changing much faster than they would some 10–15 years ago. Changes approach us from all sides, they touch everything and everyone. Technologies change, and life conditions, and climate and so do our understanding of the sense of life and the way we perceive the world".

We entered the digital age – change became much more rapid. It is exponential, since digital

«Стареть считается немодным. Но бессмертие недостижимо ни с помощью пластических операций, ни на пути изнурительных физических упражнений и диет. Во всяком случае, пока... Да и что такое «бессмертие»? Растительное существование угасающего разума или молодое горение полного сил ума? Не будем забывать, что человеку дано продолжить свое существование в мире через себе подобных, которые пойдут дальше. Через детей биологических, которые понесут в бесконечность его гены, и чад духовных, учеников и последователей, которые воплотят и ретранслируют его идеи».

Смертность – одна из основных предпосылок эволюции.

«Да, мы живем в мире перманентных объективных изменений. Но у каждого из нас есть воля изменить себя и противостоять обстоятельствам».

Фридрих Ницше сказал: «У нас есть выбор... Мертвым повезло, ибо им не страшна смерть».

«Я не уверен, что во всяком споре рождается истина, но в процессе конструктивной дискуссии обязательно происходит обмен мнениями, обогащающий всех участников новой информацией».

А что есть «истина»? Категорический императив Иммануила Канта?

«Так, значит, можно положительно ответить на вопрос: «Есть ли жизнь после нефти?». Вопрос этот, конечно, неизмеримо сложен. Авторитетные специалисты, в частности глава «Бритиш Петролеум» Тони Хейворд, заявляют, что потребности планеты в энергии к 2030 году увеличатся на 45%».

Было время, когда люди не представляли жизни без лошадей. А теперь даже изобретение книгопечатания Гутенбергом, которое считалась значимым для человечества на протяжении 500 лет, удалось превзойти. По-моему, нефтяная отрасль оказалась в сходной с полиграфическим делом ситуации. Рассмотрим пример компаний Agfa, Kodak и т.д. Многие годы они знали о грядущей цифровой революции, однако полагали, что человечество будет столь же консервативно, как и они сами. Это оказалось не так. Эволюция (см. выше), приносящая новые идеи, концепции и решения, служит на благо будущих поколений. Дальновидные представители старого бизнеса, вложившие средства в переориентацию своей деятельности на новые технологии, преуспевают и сегодня. Те, кто инвестировал в свое традиционное дело, теперь забыты.

techniques themselves again result in improved computing. What will happen when we definitely arrive in quantum computing? Do you know about the simulation theory? Have a look at **http://www.nickbostrom.com/**.
It's stimulating for sure if nothing else.

"It is not trendy to age. But neither plastic surgery nor exhausting physical exercise and diets can lead us to immortality. After all, what is immortality? Is it the vegetative state of fading mental faculties, or the youthful enthusiasm of a mind at full power? We shouldn't forget that people are lucky enough to be able to continue their existence by reproducing themselves, thus moving forward. Biological children will carry our genes to eternity and spiritual children – students and followers – will materialize and retransmit our ideas".

Mortality is one of the essential prerequisites for evolution.

"And in general, to live means to die. But everyone has the will to change themselves and resist circumstances".

Friedrich Nietze says: 1. we have a choice. 2. the dead are lucky, since they are beyond dying.

"I believe it is not always correct that truth is born of arguments. But a constructive discussion inevitably leads to idea exchange, which enriches all those participating with new information".

What is truth – the categoricAL imperativ of Immanuel Kant?

"Does this mean that we can give positive answer to the following: "Is there life after oil?" This is a thorny issue. Competent authorities, particularly the Chief Executive of British Petroleum Tony Hayward states that the global energy need will increase by 45% towards 2030".

There was a time we could not imagine living without horses. And now, even Gutenberg's invention of printing – important for Mankind for 500 years, is overcome. In my opinion the oil-related industry is in the same situation like e.g. the printing industry, Agfa and Kodak etc. For years, they were aware of the digital revolution to come. Yet, they believed the conservatism of mankind to be the same as their own. It is not. Evolution (see above) provides for new generations and with them new ideas, beliefs and initiatives. Those in the old business', who were wise enough to invest their wealth in the destruction of their current business by creating competing new techniques succeeded and live well. Those, who invested to defend their traditional business against the new techniques lost and are now forgotten.

РАК ПРОСТАТЫ – ЭНДЕМИЧЕСКОЕ ЗАБОЛЕВАНИЕ

Профессор Маркус Хоэнфельнер – хирург с мировым именем и большой друг нашего журнала. В предисловии к интервью с ним (см. журнал «Время колтюбинга» № 4 за 2009 год) мы сравнивали действия хирурга, проводящего операцию с помощью робота «Да Винчи», с работой инженера, восстанавливающего скважину посредством колтюбинговой установки. Но страничка «Здоровье» в нашем журнале открывается не для того, чтобы поддержать эту метафору. Профессор Хоэнфельнер провел ряд уникальных операций в Окружной клинической больнице Ханты-Мансийска и руководит повышением квалификации российских врачей в клинике Гейдельберга. А еще г-н Хоэнфельнер является основателем Европейского фонда урологии, под логотипом которого мы публикуем нижеследующий текст, небезынтересный для каждого мужчины, коих среди наших читателей подавляющее большинство.

В прошлом рак простаты представлял собой опаснейшую угрозу для жизни мужского организма. Это по-прежнему так. Однако времена всё же изменились. Раньше каждый случай рака предстательной железы расценивался как потенциальная угроза жизни мужчины. Сегодня многие подобные случаи не нуждаются в каком-либо лечении вообще. Это объясняется тем, что возможности диагностирования рака предстательной железы с ходом времени значительно возросли. В частности, появление анализа так называемого простатоспецифического антигена стало поистине революционным этапом в развитии диагностики заболевания. Прочие методы диагностирования, такие как трансректальная ультрасонография, магнитно-резонансная томография и новейшие лабораторные исследования являются неоценимыми инструментами для изучения возможных патологий заболевания.

Таким образом, понимание онкологии предстательной железы претерпело значительные изменения. Первый вопрос, с которым пациент обращается к доктору, – необходимо ли ему лечить рак простаты. Согласно статистике, собранной на основе научных изысканий, лечение необходимо более чем в 70% случаев.

Лечить или не лечить: решение зависит от целого набора факторов, а также их взаимосвязи. Компетенцией и правом принимать такое решение может обладать лишь опытный высокообразованный врач-уролог. Необходимо и понимание того, что рак простаты уже превратился в своего рода объект экономических отношений. Ведь разработаны методы лечения для тех случаев заболевания, которые никакого лечения вовсе и не требуют. При всей бесполезности и экспериментальном характере подобных процедур стоимость их может вызвать лишь недоумение. Но и это еще не всё!

Если опухоль все-таки нуждается в лечении, то осуществляться оно должно в стенах так называемых центров по лечению раковых заболеваний. Именно такие центры предлагают все виды терапевтического воздействия: хирургию с различной степенью вмешательства, близкофокусную лучевую терапию (брахитерапию), дистанционную лучевую терапию (с трехмерным планированием, с модулированной интенсивностью), терапию методом облучения пучками протонов и тяжелых ионов, терапию высокоинтенсивным фокусированным ультразвуком, медикаментозное лечение, а также комбинированную терапию, включающую несколько видов воздействия.

Лишь в таких центрах стоит проходить регулярные обследования, в том числе и с применением техники анализа простатоспецифического антигена. Тогда эти обследования могут помочь выявить представляющий угрозу рак на ранней стадии его развития, остановить его и таким образом сохранить себе жизнь. Мало какое несчастье может сравниться с запущенным раком предстательной железы, но необходимо четко понимать, что те мужчины, у которых наблюдаются раковые образования, не представляющие угрозы для жизни, могут спать спокойно, не опасаясь ненужного в их случае лечения.

Европейский фонд урологии – некоммерческий проект, оказывающий помощь пациентам, которым требуется квалифицированная информация, лечение, а также финансовая поддержка при борьбе с недугом. Преследуя поставленные перед собой цели, ассоциация также предоставляет краткосрочные гранты на обучение в Гейдельберге врачам-урологам, которые стремятся расширить свои знания и укрепить профессиональные навыки. Еще одним направлением деятельности ассоциации является поддержка ограниченного числа успешных научных проектов, созданных с целью поиска способов побороть рак предстательной железы. Чтобы связаться с Европейским фондом урологии, отправьте письмо по электронной почте **Hohenfellner@med.uni-heidelberg.de**. Вы можете писать по-русски, на ваши письма будет дан своевременный ответ.

Маркус ХОЭНФЕЛЬНЕР

«Старые немецкие» и «стильные бедные»

У книжной полки

В бездонном мире книг, назойливо кричащих о том, как стать богатым, а потому – счастливым, мне попался труд, преследующий прямо противоположные цели. Надо сказать, что приобрела я его исключительно из-за названия: уж очень интригующим показалось мне сочетание несочетаемого. Книга называется «Искусство стильной бедности». Но автор, граф Александр фон Шёнбург, «старый немецкий», чья аристократическая родословная ведет отсчет с X столетия, еще в предисловии развеял мои стилистические сомнения.

«Определенная степень обеднения и правильное отношение к нему могут способствовать формированию неподражаемого стиля. Предки мои беднели на протяжении многих веков, и нет ничего странного в том, что я могу дать несколько советов, как чувствовать себя богатым в годину бедности».

Заметим, что глобальную «годину бедности» фон Шёнбург предсказал за несколько лет до ее наступления. Немецкое издание книги вышло в 2005 году, когда ее автор потерял стабильный заработок газетного колумниста и по-новому взглянул на соотношение быта и бытия.

Наверное, здесь уместно будет напомнить о том, что уже к 2015 году большинство европейцев не смогут поддерживать нынешний уровень жизни, что "в тот день, когда откроют последнюю цистерну нефти, капитализм рухнет" (эту цитату из Макса Вебера приводит и фон Шёнбург), что в 2004 году, по мнению экспертов, был пройден пик в добыче нефти, и мировая экономика уже целую пятилетку едет на «запасной канистре»... Но не эти правдивые страшилки составляют квинтэссенцию книги. Всё гораздо проще и сложнее. Монотонно убивающей рачительной экономии автор противопоставляет умение нести себя по жизни с высоко поднятой головой вне зависимости от материального положения – стильную бедность.

Оговорюсь, я далека от мысли, что наши читатели пришли в нефтяную отрасль с целью достижения бедности, пускай себе и стильной. Но не о бедности в обычном понимании этого слова в книге идет речь, а о том, что разумные ограничения и изысканная аскеза

'Old Germans' and 'The Poor in Style'

At the bookshelf

While prowling the vast ocean of volumes dinning into ears about how to grow rich and thus, happy, I fished out a book which seems to pursue the opposite objective. I must admit that the only reason I bought it was its title, an intriguing compatibility of the incompatible. The book is titled 'The Art of Stylish Poverty'. All my doubts about the stylistic infelicities were resolved by the foreword of the author, count Alexander von Shönburg, an 'old German' aristocrat whose ancestry dates from the 10th century.

'A certain degree of impoverishment and the ability to take it properly may contribute to a style of its own. My ancestors grew poor over centuries, and it is no wonder that I can give a few tips as to how to feel rich in the times of penury.'

Let us remark that von Shönburg foretold the global 'times of penury' some years before they came. The German edition of the book was released in 2005 when its author lost his well-paid job of a newspaper columnist and saw the balance between everyday life and existence in a new perspective.

It should be mentioned here that by 2015 most of Europeans won't be able to maintain the present living standards; that 'capitalism is going to fail the day the last oil tank is opened' (von Shönburg quoting Max Weber); that 2004 is reported by experts to have been the year of peak oil rate, with the global economy system being fueled out of the 'spare tank' for the last five years... These truthful scary stories are not the essence of the book, though. It is all much easier and much more complicated. According to the author, an assiduous economy, deadly in its monotony, should be opposed by the art of living with one's head high whatever the financial standing is – the art of stylish poverty.

Far be it from me to claim that out readers have chosen the oil industry in pursuit of poverty, however stylish it may be. The book refers to poverty not in its usual sense, but in the sense of reasonable self-restriction and refined asceticism which make the delights of life more subtle. It is von Shönburg's позволяют более утонченно наслаждаться жизнью. По мнению фон Шёнбурга, экономность может быть следствием отнюдь не практических, а эстетических принципов. Впрочем, слово автору: «Начиная с определенного момента увеличение переизбытка не играет никакой роли. Даже если вы повесите работы Пикассо в туалете, качество вашей жизни не улучшится. В обществе чрезмерного достатка потребители неизбежно становятся жертвой обмана. Экономика упорно заставляет нас поверить, что счастье можно купить. Нам надо изменить свое представление о роскоши! Благосостояние давно не зависит от того, каким количеством денег мы располагаем».

Но что же такое «стильная бедность» по фон Шёнбургу? Может быть, манера ценой неимоверных усилий приобретать автомобили, стоимость которых превышает годовой доход семьи? Или избыточная полнота домочадцев, любовь к пышным свадьбам, норковым шубам и парче? Увы, нет. Снова процитируем аристократа: «Всю свою сознательную жизнь я подавлял в себе синдром официанта в отеле «Ритц»: тот вирус расточительства, которым обычно заражаются официанты, работающие в атмосфере роскоши и мотовства, а потом возвращающиеся в двухкомнатную квартирку, где течет кран». К слову, в России не только бедные подражают богатым, но и богатые копируют вкус бедных, поскольку все вышли из одного подъезда. Русским богачам важно оставаться в рамках одной эстетики с бедняками – иначе кто же поймет и оценит их удачу? О какой стильности тут может идти речь?

А может, она идет о показной бедности миллионеров, о том, что красиво называется «nouveau pauvres chic»? Увы, нет, поскольку показная бедность – удел только очень богатых людей, а книга адресована большинству. Не зря ведь она держится в Германии в десятке бестселлеров – распродано уже 70 000 экземпляров.

Так, может быть, автор пропагандирует модный нынче дауншифтинг, когда преуспевающие, по признанным (кем?!) критериям, люди вдруг бросают суету фирм и офисов, демонстративно сходят с дистанции «крысиных бегов», чтобы устремиться в тихое место и жить просто и неспешно? И снова не угадали: для фон Шёнбурга важно не всё бросить, а, напротив, с максимальной эффективностью пользоваться тем, чем располагаешь, но при этом ориентироваться не на сложившиеся стереотипы, а на удовлетворение собственных, присущих только тебе одному, желаний.

Бедность – это когда денег хватает на всё необходимое. Стильная бедность, это когда у вас хватает сил и ума понять, что iPod, отпуск на Гавайях и «Бентли» не являются необходимыми в жизни вещами, поэтому отказ от них не сделает вас менее счастливыми, а даже наоборот. В Древней Индии раджа дарил сановнику, которого хотел уничтожить, белого слона. Этот престижнейший подарок требовал особого питания, условий содержания, драгоценной сбруи. В скором времени владелец белого слона непременно разорялся ▶

opinion that thrift can result from aesthetic principles, not pragmatic ones. As the author puts it, 'Starting from a certain moment, growing affluence makes no difference. Picasso paintings in the bathroom won't enhance the quality of your life. The society of excessive prosperity invariably makes fools of its consumers. The economy system urges us to believe that happiness is to be bought. We should change our attitude to luxury! Well-being no longer depends on the amount of money we possess'.

What does von Shönburg call a 'stylish poverty' then? Is it a tendency to expend incredible effort in order to buy a car at a price exceeding the annual household income? Or is it overweight problem our family suffer from, or passion for pompous weddings, mink coats and brocade garments? A wrong guess. Another idea of the aristocrat to be quoted, 'All my life I have been trying to stifle my Ritz waiter syndrome: a spendthrifting virus which usually affects waiters who work in the atmosphere of luxury and extravagance, but have to live in their two-room flats with taps leaking'. By the way, in Russia it is not only the poor who make the rich their role models, there are also the rich who echo the manners of the poor, because they are all of the same origin. Rich people in Russia find it necessary to remain within the same aesthetic context with the poor – otherwise there will be nobody to see and appreciate their success. It is not the style they are thinking of.

Can it be referring to the ostentatious poverty of the millionaires, the so called 'nouveau pauvres chic'? The answer is 'no' again, as such poverty is the exclusive province of the few mighty rich, while the book addresses the mass audience. It is among the top-ten bestsellers in Germany, with 70,000 copies sold.

Or can the author be advocating the currently popular downshifting, with successful (by whose standards?!) people abandoning the bustle of companies and offices and quitting the rat race for peaceful surroundings and unhurried life? A wrong guess again: von Shönburg does not suggest giving up everything, on the contrary, he calls for maximum efficiency while using the means one possesses, but along with this, people should be guided by their own desires and inherent interests, not by the existing stereotypes.

Poverty means having money just enough to buy the things needed. Stylish poverty means will and reason enough to understand that iPod, vacation in the Hawaii and Bentley are not the things you need, so, refusing them you don't deprive yourself of happiness, quite the other way round. In ancient India, a rajah would send a white elephant as a gift to a nobleman he intended to do away with. Such an extravagant gift required special feeding, care and rich harnessing. Before long the elephant keeper was ▶

и сходил с политической сцены. Не правда ли, весьма поучительно…

Путь к стильной бедности, по мнению фон Шёнбурга, состоит «в переоценке потребностей, которые насаждаются нам массовым сознанием, хотя по сути своей они скучны и безвкусны». Например, в главе «Жизнь или кошелек» автор парадоксальным образом характеризует один из навязчивых «положительных» стереотипов – трудоголизм: «Среди деловых людей долго считалось, что пусть личная жизнь у трудоголиков не складывается, зато работу свою они выполняют профессионально. В любое время дня и ночи с ними можно обсудить проблемы компании, потому что ради нее они готовы на всё. Такая точка зрения давно устарела. В лучших бизнес-школах мира, в Гарварде или Высшей школе экономики в Фонтебло (INSEAD), сейчас учат, что подобный тип работника представляет опасность для производительности компании и способствует увеличению издержек. Зачастую эти люди постепенно выбиваются из привычного трудового ритма, после чего у них в любое время может произойти срыв. Тот, кто сегодня занят круглые сутки, не расстается с мобильными телефонами, ноутбуками и не может оторваться от работы, чтобы привести в порядок свои мысли, тот ведет хищническую добычу собственного здоровья, духовных сил и с предпринимательской точки зрения собственной производительности. Помимо этого, исследования последних лет показывают, что люди с повышенным честолюбием склонны к недовольству собой, меланхолии и серьезным депрессиям».

В главе «Наваждение от вождения» автор рассуждает о том, почему лучше не иметь машины. «Большинство моих друзей, у которых есть машина, беспрестанно жалуются, какая это обуза. Расходы на бензин, страховку, ремонт, парковку, неправильную парковку и т.д. намного превышают ту сумму, что я трачу на автобус и редкие поездки на такси». А если сюда добавить еще стояние в пробках, то и по времени выигрыш сомнительный. Или еще пример из недавнего телерепортажа, более чем жизненный. В самой большой стране африканского континента Судане проживает множество национальностей, постоянно находящихся в состоянии войны (за последние годы было убито 200 тысяч человек). Но там разведаны огромные нефтяные запасы. Активно бизнесом в Судане рискнули заниматься только китайцы. Нефтяные компании из КНР добывают 60 тысяч тонн нефти в день в стране, где автомат Калашникова стоит 70 долларов. Риск, конечно, благородное дело, и он, в общем-то, оправдан, но вот что говорят о китайских нефтяниках их местные коллеги: «В 2009 году здесь убили шесть китайцев, а сколько их погибло в катастрофах? Они не умеют водить. Они приезжают на велосипедах, сразу покупают «Ленд Крузеры» и поехали». Этот пример вполне мог бы проиллюстрировать идеи «Искусства стильной бедности».

А вот глава «Отпускное отупение», где приводятся аргументы против дальних поездок. «Совершенно

sure to go broke and quit the political arena. Sounds quite instructive, doesn't it?

According to von Shönburg, the path to stylish poverty leads through 'revaluation of needs implanted by the mass consciousness and turning, in fact, tedious and tawdry'. Thus, the 'Your Money or Your Life' chapter gives a paradoxical glimpse at one of the fixed 'positive' stereotypes praising workaholics: 'It has long been considered normal in business circles that workaholics sacrifice private life to professional duties. They are available day and night for discussing the company problems and are ready to go all lengths pursuing its benefits. This point of view has been out of fashion for quite a time. The world best business schools, including Harvard and European Institute for Business Administration in Fontainebleau (INSEAD), now maintain that workaholics constitute a threat to the company's performance and are responsible for costs increase. There are many cases when such people fall behind the established working pace, after which they are likely to fail at any moment. Those who are busy around the clock today, clinging to their cell phones and laptops and having no time to tear themselves away from their work and collect their thoughts, are depleting their own health, spirit and, come to think of business, their own efficiency as well. Apart from that, the recent studies prove that overambitious people lack sense of achievement and are prone to melancholy and severe depression'.

The 'Driving Obsession' chapter presents the author's arguments against a private car. 'Most of my driving friends keep on complaining and calling it a burden. Fuel costs, as well as costs related to insurance, maintenance, parking problems and parking fines constitute a much bigger amount than the bus fares and occasional taxi fares I pay'. Taking into consideration traffic jams, time gain is also doubtful. A recent TV report gives another example, and a more true-to-life one. The population of Sudan, the biggest African country, is multinational, with different ethnic groups being constantly at war with one another (the number of casualties for the recent years amounts to 200 thousand). On the other hand, the country has immense oil resources. Chinese people were the only ones who ventured to do business in Sudan. Chinese oil companies produce 60 thousand tons of oil per day in the country where a Kalashnikov gun costs 70 dollars. Nothing ventured, nothing gained, of course, but local people working in the oil industry describe it this way: 'Six Chinese people were killed in 2009, but nobody counts those who became car crash victims. They never learn to drive. They come here riding bicycles, buy Land Cruisers on the spot and take off'. This could be a case study for the 'Art of Stylish poverty'.

Let us take the 'Stupefying Vacation' chapter laying out arguments against long-distance travelling. 'It is непонятно, почему люди копят целый год деньги, чтобы потом безумно разбрасываться ими в поездке («Мы же отдыхаем!») и жаловаться на то, что искомое удовлетворение приходит не так быстро, как уходят деньги из кошелька! (...) Единственной формой путешествия, о которой можно всерьез задумываться, остается длительное пребывание. Великий философ Николас Гомес-Давила сказал однажды: «Лишь интеллигентные и органичные люди обнаруживают склонность к оседлости. Посредственность неугомонна, ее постоянно тянет в дорогу». Важно идти по миру с открытыми глазами, а не пробираться по нему туристической ощупью». Многие путешествуют за счет своих компаний и по работе. Рано встают, поздно ложатся и почти не видят тех мест, куда летали. Что в этом высокостатусного и стильного? Стилен тот, кто может себе позволить отказаться от этого.

Глава, посвященная шопингу и шопоголизму, тоже весьма интересна, как и приведенное в ней высказывание законодательницы мод Эльзы Сьяпарелли: «Истинная роскошь заключается не в богатстве и не в вычурности стиля, а в отсутствии вульгарности». Эту цитату мне хочется поставить эпиграфом ко всей книге.

Итак, к чему же призывает автор бестселлера? Сделать своим капиталом остроумие и светскость и эту светскость культивировать. Стать интересным собеседником, востребованным членом общества. Даже при минимуме одежды всегда быть с утра одетым «на выход» или готовым к приему гостей. Получать удовольствие от шопинга, ничего не покупая. Кстати, в процессе недавнего социологического исследования лишь 19% граждан России смогли с уверенностью сказать, что они почти всегда приобретают только самое нужное... Заменить «официальный фитнес» в клубе на движение на воздухе. Помнить, что малоподвижность – одна из форм бедности, приводящая к унынию и отупению. Довольствоваться немногим, но не крохоборствовать. Быть умеренным, но не прижимистым. Вкушать, в конце концов, а не набивать брюхо. Есть еще категории вкуса, но это уже несколько сложнее. Способность всё это делать – признак высокой культуры. Стремление к «множественности» материальных благ – свойство закомплексованных нуворишей. Как говорится, оригиналы – для новых русских. Так что даже если у вас в туалете висит подлинник Пикассо, думайте иногда о том, что писАл (намеренно ставлю ударение) он, движимый вдохновением.

Именно к вдохновению и призывает «Искусство стильной бедности» – к вдохновению от истинных ценностей, от общения с миром людей и вещей, к перенастройке себя на стиль бытия, где для вдохновения остается место. ◎

Галина ЯХОНТОВА, «Время колтюбинга»
P.S. Своими мыслями по поводу прочитанного вы можете поделиться на форуме нашего сайта www.cttimes.org

inconceivable why people keep saving money over a year in order to squander it away when travelling ('But we are on vacation!') and then complain that the expected satisfaction comes not as fast as the purse gets empty! (...) The only way of travelling worth considering is a long stay. The great philosopher Nikolas Gomez Davila once said, 'It is a sign of intelligence and harmony, to show a tendency to a settled life. Mediocrity is ever restless, it has got itchy feet'. It is important to explore the world keeping your eyes wide open, to oppose oneself to rambling tourists'. Many people travel on business getting paid by their companies. They rise with the sun, stay up late and hardly ever have a chance to enjoy the places they visit. What does it have to do with high status or style? He is stylish who can afford to renounce such way of life.

The chapter on shopping and shopping addiction is worth reading too, with its basic concept expressed by the statement once made by the trendsetter Elsa Schiaparelli, 'The way to true luxury lies not through wealth or pretentious style, but through total absence of vulgarity'. I would like to see these words as an epigraph to the book.

So, what does the author of the bestseller call for? To make one's capital of wit and refined manners and to cultivate them. To become an effective conversationalist and feel in demand. To have your outfit ready for going out or welcoming guests at any time, however modest your wardrobe might be. To enjoy shopping without buying anything. As a matter of fact, the recent polls revealed that only 19% of Russian people can say for sure that everything they buy is of absolute necessity... To replace the 'generally accepted club fitness' with walking. To remember that sedentary lifestyle with its discouraging and stupefying effect is one of the attributes of poverty. To be content with very little without being cheap. To be moderate without being stingy. To savour, at any rate, rather than load stomach with food. There is also a sense of taste, but this is somewhat more profound. An ability to follow these rules is indicative of a cultivated person. Striving for the 'plurality' of material values is typical of nouveau riches and their complexes. As the phrase goes, original art works are for 'New Russians'. So, if you have a Picasso in your bathroom, at least use it as a reminder that any Picasso's piece (not piss – the remark is for those who fail to understand) is the fruit of inspiration.

It is inspiration that the 'Art of Stylish Poverty' calls for – inspiration drawn from true values and from interaction with people and material world, as well as for retuning oneself to the lifestyle that leaves space for such inspiration. ◎

Galina YAKHONTOVA, Coiled Tubing Times
P.S. We invite you to our site www.cttimes.org and expect you to share your views on the articles in the forum

К ЮБИЛЕЮ КАФЕДРЫ ТЕХНОЛОГИИ ХИМИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ (1960–2010 гг.)

В 1960 году в Московском институте нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина была создана одна из первых в стране кафедр технологии нефтехимического синтеза. Заведующим этой кафедрой был избран профессор Я.М. Паушкин.

Первый выпуск специалистов на этой кафедре состоялся в 1962 году, а к настоящему времени подготовлено свыше двух тысяч инженеров-технологов по специальности «химическая технология органических веществ».

В эти годы для отрасли было подготовлено не только значительное число специалистов с высшим образованием, кандидатов и докторов наук, но и решены многие научно-производственные проблемы.

Здесь можно назвать результаты исследований в области каталитического и инициированного пиролиза (С.В. Адельсон), работы по синтезу ферроценсодержащих мономеров и полимеров, присадок к топливам, выполненные под руководством Я.М. Паушкина и Т.П. Вишняковой, присадок к маслам и работы по ионообменному катализу под руководством В.И. Исагуллянца, разработки нового способа получения пирокатехина из циклогексена (Я.М. Паушкин, С.А. Низова).

Работы ученых кафедры неоднократно удостаивались наград НТО им. И.М. Губкина, ВХО им. Д.И. Менделеева, медалей ВДНХ.

В разные годы кафедру возглавляли профессора: Ю.Б. Крюков, А.Ф. Лунин, П.С. Белов, О.П. Лыков.

В 1991 году кафедра получила новое название – кафедра технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, которую с 2005 возглавляет член-корреспондент РАЕН, д.х.н., профессор М.А. Силин. Создана новая научная школа «Химические реагенты и технологии для нефтегазодобычи».

В состав кафедры влилась талантливая молодежь, активно работающая в созданном на кафедре Центре промысловой химии.

Успехи в новых направлениях отмечены присуждением премии Правительства РФ коллективу исследователей, в состав которого вошли сотрудники кафедры М.А. Силин, Р.С. Магадов, Л.А. Магадова.

Сегодня кафедра успешно готовит специалистов не только в области нефтехимического синтеза, но и в области технологии получения и применения реагентов для нефтяной и газовой промышленности:

- *для буровых растворов;*
- *гидравлического разрыва пласта;*
- *интенсификации нефтегазодобычи;*
- *промысловой подготовки нефти и газа;*
- *защиты оборудования от коррозии;*
- *борьбы с АСПО и солевыми отложениями.*

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»,
Москва, Россия

ufi Approved Event

13–я международная выставка

НЕФТЕГАЗ 2010

21 – 25 июня 2010

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

www.neftegaz-expo.ru

Организаторы: ЗАО «Экспоцентр» (Россия)
«Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)

ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

Messe Düsseldorf

22—23 июня 2010

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ЧЕРЕЗ ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ»

ЭНЕРКОН

Генеральный информационный партнер:
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

Стратегический информационный партнер:
НЕФТЬ И КАПИТАЛ

Quality In Everything We Do
SIAN PETROLEUM & GAS

КАЛЕНДАРЬ 2010

www.mioge.ru • www.mioge.com

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ ПО НЕФТИ И ГАЗУ

TUROGE

9-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ»
16 – 17 марта 2010
Анкара, Турция

TGC 2010

1-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
ТУРКМЕНИСТАНА
14 – 15 апреля 2010
Ашхабад, Туркменистан

LNG16 GNL16 ORAN 2010

16-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
ПО СЖИЖЕННОМУ ПРИРОДНОМУ ГАЗУ
18 – 21 апреля 2010
Оран, Алжир

ufi Approved Event
OGU

125 ЛЕТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ В УЗБЕКИСТАНЕ

14-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
11 – 13 мая 2010
Ташкент, Узбекистан

ufi Approved Event
CASPIAN OIL & GAS

17-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
1 – 4 июня 2010
Баку, Азербайджан

ufi Approved Event
НЕФТЕГАЗ

МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ 2010»,
ПАВИЛЬОН ITE
21 – 25 июня 2010
Москва, Россия

RPGC

8-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
В РАМКАХ ВЫСТАВКИ «НЕФТЕГАЗ 2010»
22 – 24 июня 2010
Москва, Россия

ufi Approved Event
KIOGE

18-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
5 – 8 октября 2010
Алматы, Казахстан

PETROTECH 2010

9-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ
31 октября – 4 ноября 2010
Нью Дели, Индия

MANGYSTAU OIL & GAS

5-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ,
ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»
2 – 4 ноября 2010
Актау, Казахстан

OILTECH MANGYSTAU

2-я КАЗАХСТАНСКАЯ
РЕГИОНАЛЬНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО НЕФТЕГАЗОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ
2 – 3 ноября 2010
Актау, Казахстан

OGT 2010

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
16 – 18 ноября 2010
Ашхабад, Туркменистан

ОРГАНИЗАТОРЫ

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

ITE

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

Читайте в следующем выпуске журнала «ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА»

•

О новых технологиях и необходимом для них оборудовании – материалы круглого стола представителей сервисных компаний России, Украины, Беларуси и Казахстана.

•

В рубрике «Гость номера» – интервью с Дэвидом Бребнером, вице-президентом NOV ASEP Elmar. Читатели узнают о международном опыте слияний и поглощений, тенденциях развития и наиболее востребованных технологиях сектора внутрискважинных работ.

•

Специальный репортаж будет посвящен итогам Международной конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA, которая состоится 23–24 марта в Вудлендсе, США.

Coiled tubing times
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 425
тел.: +7 499 788-91-24, тел./факс: +7 499 788-91-19.
Представительство в Минске: тел.: +375 17 204-85-99, тел./факс: +375 17 203-85-54;
E-mail: 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 2010 год – 2100 рублей. Доступна также электронная версия журнала.

Стоимость подписки на электронную версию журнала на 2010 год – 3000 рублей.

Специальное предложение! Годовая подписка на печатную и электронную версии – 4500 рублей.

ПОДПИСНОЙ КУПОН

Заполните, пожалуйста, купон и отправьте его по факсу: +7 499 788-91-19

Да, я желаю оформить подписку на 2010 год

☐ на печатную версию ☐ на электронную версию

Я желаю подписаться как
☐ юридическое лицо ☐ физическое лицо

Пришлите счет на подписку
☐ по факсу ☐ по электронной почте

Ф.И.О.	
Должность	
Компания	
Адрес	
Город	
Край / область	
Страна	
Индекс	
Телефон	
Факс	
Эл. почта	

Подписаться на журнал «Время колтюбинга» можно в почтовом отделении по каталогу «Роспечать». Подписной индекс – 84119.

Вы можете также оформить подписку на журнал «Время колтюбинга» и ознакомиться с аннотациями статей на сайте www.cttimes.org

Уважаемый читатель!

Каждый раз, работая над выпуском, мы стараемся включить в него полезную Вам информацию, стремимся максимально прблизить наполнение журнала к сфере Ваших профессиональных интересов. Напишите, пожалуйста, какие материалы Вам было бы интересно прочесть на страницах журнала «Время колтюбинга».

Подпись

Coiled tubing times
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

5/1, Pyzhevski Lane, office 425, Moscow 119017 Russia
Phone: +7 499 788-91-24. Fax: +7 499 788-91-19. Representative Office in Minsk:
tel.: +375 17 204-85-99, tel./fax: +375 17 203-85-54.
E-mail: editor – 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 printed version of Coiled Tubing Times Journal is $100,00.
E-subscription is available! Cost of annual e-version
of Coiled Tubing Times Journal is $100,00.

Special offer! Annual printed 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 2010

☐ for printed version ☐ for e-version

I would like to subscribe as

☐ Legal Entity ☐ Natural Person

Send the Subscription Invoice

☐ by fax ☐ by e-mail

First, Last name	
Position	
Company name	
Address	
City	
Region	
Country	
Zip Code	
Telephon number	
Fax number	
E-mail address	

You can subscribe to Coiled Tubing Times Journal, and get acquainted with annotations of articles at the internet site www.cttimes.org

Dear Reader,

Every time working on the issue we are doing our best to place in the Journal the information useful for you and choose the material to meet your professional interests most. Please, specify what material you would like to find in Coiled Tubing Times Journal

Signature

Read in the next issue of COILED TUBING TIMES

•

About new technologies and the required equipment – an article on the Round Table with representatives of oilfield services companies from Russia, Ukraine, Belarus and Kazakhstan.

•

In the section Guest of the Issue an interview with David Brebner, Vice-President NOV ASEP Elmar. International experience of mergers and acquisitions, industry development tendencies and most demanded technologies will be brought into focus.

•

Our special coverage will be devoted to the SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, which will be held in the Woodlands, the US, on 23–24 March 2010.