



PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

A. YANOVSKY, Doctor of Economics, Professor

VICE-PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

R. CLARKE, Editor-in-Chief

M. GEIKHMAN, Doctor of Engineering, Director General of Kubangazprom

D. GRIBANOVSKY, Deputy Director Generale of NOV Fidmash

A. KHAMIDULLIN, Director of Coiled Tubing Service LLC

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

A. LAPATSENTAVA, Director General of NOV Fidmash

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

I. PIRCH, Deputy Director of UE Novinka

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

V. SYZRANTSEV, Doctor of Engineering, Professor Manager of the Chair of Machines & Equipment for Oil & Gas Industry of Tyumen State Oil & Gas University

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

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

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

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

А.Б. ЯНОВСКИЙ, д.э.н., профессор

ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Л.М. ГРУЗДИЛОВИЧ, председатель Ученого совета Некоммерческого Партнерства «Центр развития колтюбинговых технологий»

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

Д.Н. ГРИБАНОВСКИЙ, заместитель генерального директора NOV Фидмаш

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

М.Г. ГЕЙХМАН, к.т.н., генеральный директор ООО «Кубаньгазпром»

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

Р. КЛАРК, главный редактор журнала

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

Е.Б. ЛАПОТЕНТОВА, генеральный директор NOV Фидмаш

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

И.Я. ПИРЧ, заместитель директора УП «Новинка»

В.Н. СЫЗРАНЦЕВ, д.т.н., зав. кафедрой «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов» ТюмГНГУ

А.Н. ХАМИДУЛЛИН, директор ООО «Колтюбинг-Сервис»

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

EDITOR-IN-CHIEF

Ron Clarke (rc@cttimes.org)

MANAGING EDITOR

Tatyana Kornushko (tk@cttimes.org)

EDITORS

Sergey Torpachev (st@cttimes.org)
Galina Yakhontova (gy@cttimes.org)

SCIENTIFIC CONSULTANTS

Alexander Molchanov, Doctor of Engineering, Professor,
Correspondence Member of the Russian Engineering
Academy, Head of Department
for Technical Mechanics of the Gubkin Russian State
University of Oil and Gas

Lubov Magadova, Doctor of Engineering,
Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry,
Gubkin Russian State University of Oil and Gas

BUSINESS DEVELOPMENT MANAGER

Viktoria Dronova (vd@cttimes.org)

MARKETING AND ADVERTISING

Tatiana Siomkina (ig@cttimes.org)

COMPUTER MAKING UP & DESIGN

Ludmila Goncharova

SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION

Maria Mitskevich (magazine@crkt.ru)

**JOURNAL HAS BEEN PREPARED
FOR PUBLICATION BY**

Editorial Board of *Coiled Tubing Times* and Nonprofit
Partnership «Coiled Tubing Technologies
Development Center».

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

11/4, b. 4, Maroseyka str., suite 19, Moscow, Russia, 101000
Phone/Fax: (7495) 540 68 56 Phone: (7495) 649 12 07
www.cttimes.org E-mail: ig@cttimes.org
Edition: 2000 copies. The first party: 1000 copies.
The Journal is registered by the Ministry of Press,
TV and Broadcasting, Mass Communication
of Russian Federation.
Registration number ПИ № 77-16977.

The Journal is distributed by subscription among
specialists of oil and gas companies and scientific
institutions.

The materials, the author of which is not specified,
are the product of the collective work of the employees
of the Editorial Staff.

When reprinting the materials the reference
to the *Coiled Tubing Times* is obligatory.
The Editorial Staff not always shares opinion
of the articles' writers.

ADVERTISERS

AKMASH-HOLDING, Belarusneft, Elmar, Fidmash,
Foremost, Oil & Gas Vertical Journal, Reed Exhibitions,
RosTEKtekhologii, Sibneftemash

The Journal offers a cooperation
to advertisers and persons concerned.

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Рон Кларк (rc@cttimes.org)

УПРАВЛЯЮЩИЙ РЕДАКТОР

Татьяна Корнюшко (tk@cttimes.org)

РЕДАКТОРЫ

Сергей Торпачев (st@cttimes.org)
Галина Яхонтова (gy@cttimes.org)

НАУЧНЫЕ КОНСУЛЬТАНТЫ

Александр Молчанов
д.т.н., профессор, член-корреспондент Российской
инженерной академии, зав. кафедрой технической
механики РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
Любовь Магадова, д.т.н., зам. директора Института
промышленной химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

ДИРЕКТОР ПО РАЗВИТИЮ

Виктория Дронова (vd@cttimes.org)

МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА

Татьяна Сёмкина (ig@cttimes.org)

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН

Людмила Гончарова

ПОДПИСКА И РАССЫЛКА

Мария Мицкевич (magazine@crkt.ru)

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ

101000, г. Москва, ул. Маросейка, д. 11/4, стр. 4, оф. 19.
Тел./факс: (495) 540-68-56, Тел.: (495) 649-12-07
www.cttimes.org, e-mail: ig@cttimes.org
Тираж: 2000 экз. Первый завод: 1000 экз.
Журнал зарегистрирован Министерством РФ
по делам печати, телерадиовещания и средств
массовых коммуникаций.
Регистрационный номер ПИ № 77-16977.

Журнал распространяется по подписке среди
специалистов нефтегазовых компаний и профильных
научных институтов.

Материалы, автор которых не указан, являются
продуктом коллективной работы сотрудников
редакции.

При перепечатке материалов ссылка на журнал
«Время колтюбинга» обязательна.

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

РЕКЛАМОДАТЕЛИ

АКМАШ-ХОЛДИНГ, Белоруснефть, журнал
«Нефтегазовая вертикаль», РостЭКтехнологии,
Сибнефтемаш, Фидмаш, Elmar, Foremost, Reed Exhibitions

Журнал приглашает к сотрудничеству
рекламодателей и заинтересованных лиц.

Отпечатано в типографии «Идеапринт»

Заказ № 1997



EDITORIAL

Last three months were full of events, which will significantly affect the further development of oil and gas service in Russia. If we will not take into account the global effects of worsening political climate because of the Russian-Georgian conflict, the most of them are positive.

First of all, we see the first real steps of government, aimed on the tax stimulation of development new and mature hydrocarbons fields. The most experts and top managers of Russian operators believe that accepted amendments to the tax code are just a start and additional funds they will provide are not enough for even promotion of development such remote region as Eastern Siberia. But the same idea that the government and parliament start to change their opinion that all that oil and gas industry need is a maximum taxes starts to change is quite optimistic.

Besides of it, Prime Minister Vladimir Putin in Severodvinsk said a lot of promising things about his view on the development of Russian oil and gas industry, including the need in significant investments in scientific researches and buying modern foreign technologies. This could be considered as clear evidence that understanding of necessity of new technologies and equipment implementation now comes to the very top level of Russian administration.

This issue is mainly dedicated to heavy oil production, and it is not accidental. We see a growing interest to this subject in Russia recently, accompanied with some Russian operators' start of active development such field abroad, particularly in Venezuela. There is a tremendous experience in heavy oil production in Russia, including development of unique Yarega field. Taking in to account the effectiveness of coiled tubing implementation for heavy oil production we can also believe that this will be additional stimulus for CT technologies development in Russia.

Ron CLARK



СЛОВО РЕДАКТОРА

За последние три месяца произошли события, которые окажут существенное влияние на дальнейшее развитие нефтегазового сервиса в России. Если не принимать во внимание глобальные проблемы, вызванные усложнением политической обстановки в связи с российско-грузинским конфликтом, большинство этих событий должно позитивно сказаться на отрасли.

В первую очередь, мы стали свидетелями реальных шагов правительства по налоговому стимулированию разработки новых месторождений углеводородов и месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки. Большинство экспертов и руководителей крупных российских добывающих компаний считает, что принятые дополнения к налоговому кодексу должны стать только первым шагом на пути либерализации налогообложения нефтегазовой отрасли, а средства, полученные за счёт этих дополнений, не достаточны даже для активизации работ по освоению таких удалённых регионов добычи, как, например, Восточная Сибирь. Однако сам факт, что восприятие правительством и Госдумой нефтегазовой отрасли как уникального субъекта российской экономики, забота о котором должна сводиться лишь к установлению максимального налогообложения, начинает меняться, не может не внушать оптимизма.

Кроме того, в Северодвинске премьер-министр РФ Владимир Путин, рассказывая о своём видении перспектив развития нефтегазовой отрасли, сделал ряд многообещающих заявлений. В частности, он указал на необходимость значительного увеличения инвестиций в научные разработки и закупку современных технологий за рубежом. Это можно рассматривать как очевидное свидетельство того, что понимание необходимости широкого внедрения новых технологий и оборудования сейчас присутствует на самом высоком уровне российского руководства.

Основной темой этого номера стала добыча тяжёлой нефти, и это не случайно. В последнее время в России интерес к данному вопросу значительно возрос. Кроме того, ряд российских добывающих компаний активно занялся разработкой таких месторождений за границей, в частности, в Венесуэле. В России накоплен огромный опыт добычи тяжёлой нефти, включая разработку уникального Ярегского месторождения. Эффективность применения колтюбинга для освоения таких залежей очевидна, поэтому можно утверждать, что эта тенденция станет дополнительным стимулом для развития колтюбинговых технологий в России.

Рон КЛАРК

ДОРОГИЕ ЧИТАТЕЛИ!

7 сентября в России и СНГ отмечается
ДЕНЬ РАБОТНИКОВ НЕФТЯНОЙ, ГАЗОВОЙ И ТОПЛИВНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.
Журнал «Время колтюбинга» поздравляет вас
с профессиональным праздником и желает успехов в освоении
и применении на практике новых технологий нефтегазового сервиса!

DEAR READERS,

September, 7 is celebrated as a
DAY OF OIL, GAS AND FUEL INDUSTRY
in Russia and CIS region. Coiled Tubing Times Journal congratulates you
with professional holiday and wishes you successes in application
and development of new well intervention technologies!

contents

prospects Association of Coiled Tubing Enthusiasts	6
subject of the issue Aspects of Coiled Tubing Technologies Implementation for Development of Bitumen and Heavy Oil Fields	16
chemicals Application of Xanthan Densifiers for Acid Treatment of Carbonate Formations	23
practice Application of Coiled Tubing Technologies for Extinguishing Oil and Gas Gushers	26
regions Two Million Tons by Side-Tracks	32
jubilee How It All Started: New Markets and New Challenges	38
TNK-BP 5th Anniversary	44
conferences & exhibitions Oldest Russian Oil and Gas Show Heads the Records Once Again	51
Oil and Gas Sector: Key Trends	58
calendar	62

6	перспективы Ассоциация любителей колтюбинга
16	тема номера Перспективы применения колтюбинга при разработке месторождений битумов и высоковязких нефтей
23	материалы Применение ксантановых загустителей в процессах кислотных обработок карбонатных коллекторов
26	практика Применение колтюбинговых технологий при ликвидации открытого нефтегазового фонтана
32	регионы Два миллиона тонн вторыми стволами
38	юбилей Как все начиналось: Новые рынки и новые вызовы
44	Пятилетка ТНК-ВР
51	конференции и выставки Старейшая нефтегазовая выставка России снова бьет рекорды
58	Нефтегазовый сектор: ключевые тенденции
62	календарь

ASSOCIATION OF COILED TUBING ENTHUSIASTS

АССОЦИАЦИЯ ЛЮБИТЕЛЕЙ КОЛТЮБИНГА

Sergey TORPACHEV, *Coiled Tubing Times*

ICOTA AS IT IS

Of course, all ICoTA (Intervention and Coiled Tubing Association) are not just enthusiasts. They are specialists, who are ready to spend a lot of their spare time for professional growth by the communication with colleagues from other companies, including competitors. Interesting, but our specialists, which mostly get strong repulsion to volunteer work in professional area in USSR times, consider such activity in countries with liberal market economy with some suspicions. Nevertheless, this completely odd for modern Russian mentality organization was created in 1994 exactly in US and was aimed not for getting additional income for Board of Directors members but development of professional skills in coiled tubing and well intervention. The structure of organization was build to archive this goal and includes almost complete independency of its Chapters.

Foundation of ICoTA was inspired by the widening of coiled tubing implementation for well intervention jobs in US and Canada. This prompted a number of companies, including leaders of service market and producers of coiled tubing equipment and tools, to the understanding that the successful development of this market required organization of sharing experiences between their employees and their colleagues from other market players. The organizers believed that this would assist the intensive development of new technological solutions followed by the growing demand for services and equipment. The time was show that they were right – during the association work the coiled tubing technologies became an everyday practice in almost all oil and gas production regions of the world.

STRUCTURE OF THE ASSOCIATION

The general structure of ICoTA is easy and simple. The global managing of the organization and principal decision-making are subjects to the Board of Directors. It includes representatives of all companies, which finance the activity of Association by paying director member fee. It excludes lobbying of one company's interests and guarantees the pluralism at the discussion of principal questions. It is not insignificant that all

Сергей ТОРПАЧЁВ, «Время колтюбинга»

ICOTA КАК ОНА ЕСТЬ

Разумеется, члены ICoTA (Ассоциации колтюбинга и внутрискважинных работ) не любители. Это специалисты, которые готовы значительную часть своего свободного времени уделить профессиональному росту за счёт общения с коллегами из конкурирующих компаний. Интересно, что наши специалисты, большей частью воспитанные на отвращении к бесплатной полезной деятельности ещё во времена Советского Союза, с некоторым недоверием воспринимают любые проявления таковой в странах либерального капитализма, к которым в России традиционно причисляют США. Тем не менее, именно там зародилась эта совершенно непонятная для современной российской ментальности структура, созданная в 1994 году и поставившая своей основной целью отнюдь не пробивание дополнительных доходов для членов совета директоров, а продвижение и развитие профессиональных навыков и знаний в области колтюбинга и внутрискважинных работ. Согласно этой цели выстроена и вся структура организации, в которой значительное место отводится практически полной независимости локальных объединений, создающихся на местах.

Создание организации было вызвано всё более широким применением колтюбинга для проведения внутрискважинных работ в США и Канаде, в связи с чем ряд компаний, как сервисных, так и производителей колтюбингового оборудования и инструмента, решили, что для успешного развития этого сегмента рынка необходимо организовать полноценный обмен опытом между своими сотрудниками и их коллегами из конкурирующих компаний. При этом организаторы рассчитывали, что это будет способствовать интенсивному развитию новых технологических решений, и, следовательно, росту спроса на услуги и оборудование. Время показало, что они не ошиблись – за время существования ассоциации колтюбинговые технологии вошли в повседневную производственную практику практически во всех нефтегазодобывающих регионах мира.

СТРУКТУРА АССОЦИАЦИИ

Общая структура ICoTA проста и эффективна. Общее руководство организацией и принятие



members of Board of Directors are enthusiasts of industry development, and even ICoTA Co-Chairs don't get a salary. Of course, there are some employees as well, like Secretary/Administrator, but all the other funds are spend directly to the archiving of the organization's goals. By the way, the managing of Association is also organized in a very interesting and productive way. Because the Chairman is elected only for one year, it was decided that besides of Senior Co-Chair there also should be the Junior one, which became the Senior next year. It provides the competence of new organization's head from the first days in position.

Besides of the companies' representatives, the Board of Directors also includes the one representative from every ICoTA Chapter. How it was stated above, they are absolutely independent from the International Association and the only requirement to them is to be aimed to the same goals and correspondence of their working practice to ICoTA standards. First of all it means that Chapter should be non-commercial organization, which do not aimed to the lobbying of one company interests and work for the development of the whole industry instead.

HOW DOES IT WORK

The work of ICoTA can be divided on two levels – international and local.

On international level the main event of the Association is annual Coiled Tubing and Well Intervention Conference, which we will talk about below, which also include the show. This year the show was participated by more than 60 companies from all around the world, including equipment and tools manufacturers, including Russian Uraltrubmash, as well as the service companies, including such international leaders as Schlumberger, Halliburton, BJ Services. One may say that it's not so much participants, but unlike the other oil and gas shows there are only well intervention market players participating, so you can't meet uninteresting booths there as well as uninterested visitors. Besides the conference and

принципиальных решений осуществляется советом директоров, в который входят представители всех компаний, финансирующих деятельность организации и выплачивающих «директорские» взносы за каждого своего представителя. Это позволяет избежать ангажированности при решении ряда вопросов и гарантирует плюрализм мнений по всем вопросам, обсуждаемым в совете. Немаловажно, что при этом все члены совета директоров – энтузиасты развития отрасли, а зарплату не получают даже сопредседатели ассоциации. Разумеется, определённый оплачиваемый персонал в организации всё же имеется – это секретарь/администратор. Остальные же доходы ICoTA тратит исключительно на достижение своей главной цели – развитие и популяризацию колтюбинговых технологий. Кстати, что касается сопредседателей ассоциации, то здесь тоже реализована очень интересная и продуктивная схема. Поскольку председатель выбирается на один год, было решено, что наряду со старшим председателем, в организации будет также работать и младший сопредседатель, который сменяет первого. Таким образом, обеспечивается компетентность руководителя ассоциации с первых же дней пребывания в новом качестве.

Кроме представителей компаний-учредителей, в совет директоров также входит и по одному представителю от каждой локальной организации ICoTA. Как уже указывалось, они абсолютно автономны от международной ассоциации, и единственное требование, которое к ним предъявляется – соответствие их целей и методов целям и методам работы глобальной организации. Вкратце это означает, что их работа должна исключать коммерческий интерес. Кроме того, они не должны лоббировать интересы какой-то одной компании, а заниматься продвижением новых технологий и оборудования в целях развития отрасли в целом.

КАК ЭТО РАБОТАЕТ

Работу ICoTA можно в общем разделить на два уровня – международный и региональный.

На международном уровне главным мероприятием ассоциации является проведение ежегодной конференции по колтюбингу и внутрискважинным работам, о которой речь пойдёт дальше, и проходящей одновременно выставке, посвящённой той же тематике. В этом году в выставке участвовало более 60 компаний со всего мира, среди которых были как производители и разработчики оборудования и инструмента, так и сервисные компании, включая, разумеется, лидеров мирового рынка – Schlumberger, Halliburton, BJ Services. Кому-то количество участников может показаться небольшим, но надо учитывать тот факт, что в отличие от большинства других нефтегазовых

show Association also organizes a various seminars and workshops worldwide.

ICoTA also pays a lot of attention to development of its Internet site, where the members could get a lot of information about the scientific researches of their colleagues about development and implementation of new well intervention technologies and equipment.

The regional level in some extent should be considered as even more important for the industry development, than international one. First of all, it includes organization of periodic, not than once a month, meeting of ICoTA members, working in this region, so called Lunch and Learn. For this meetings participants prepare presentations about their recent well intervention activity and new developments. They also could discuss any problems which they meet in their everyday practice and which are quite similar for all companies, working in one region. Nevertheless the most of participants represent the competitors, all of them are usually glad to share the experience and knowledge.

выставок для специалиста в области колтюбинга и внутрискважинных работ здесь нет неинтересных экспонентов, как, впрочем, и неинтересных посетителей. Кроме конференции и выставки ассоциация также занимается организацией семинаров по всему миру.

Важную роль в работе ICoTA занимает развитие своего интернет-ресурса, на котором члены организации могут ознакомиться с результатами научных исследований своих коллег в области разработки и внедрения новых технологий внутрискважинных работ.

Региональный уровень в определённой степени следует признать даже более значимым для развития отрасли, чем международный. В первую очередь, он включает в себя организацию периодических, не реже одного раза в месяц, встреч членов ICoTA, работающих в данном регионе. К этим встречам участники готовят презентации о новых разработках в области внутрискважинных работ, которыми они занимаются в последнее время. Немаловажно, что на них также можно обсудить любые вопросы, возникающие перед специалистами



Ken Newman, ICoTA Senior Co-Chair

The people that attend the seminar "Coiled Tubing and Its Application" are basically anybody who wants to know anything about coiled tubing. Typically we have engineers from the oil and gas companies, who are going to use coiled tubing services on the wells. For that they need to understand what coiled tubing can do, what challenges are, what new in the industry, what the latest technology and than go to the service companies for solution.

So we speak about the basics of coiled tubing as well as the new developments. We begin from the tubing itself and how it is manufactured. We spend a lot of time showing the pictures of the manufacturing process to understand what coiled tubing really is. Than we go through the surface equipment and speaking about what is BOP, what is the stripper, what is injector head, what is a reel, and how they are work and for why they are necessary. After that we consider the typical coiled tubing units, showing pictures of many CTU of different designs and different configurations.

Than we go through tubing forces, apart how to run coiled tubing into the horizontal well, how its calculation done, what are the limits at what you can go. After that we consider the stresses and how the engineering calculations are done.

Than we talk about the applications, where we use this for, about the downhole tools that we use in these applications, and then finally we go to coiled tubing drilling, the details about coiled tubing drilling technology. And of course all a long we are talking about new technology has been developed and we talk about some problems that industry meet and that should be solved.

For now almost all large service companies develop new coiled tubing applications so there are a lot of new technologies last few years. They all patented so sometimes you couldn't get the detailed information in open sources. Nevertheless, we usually consider the basic principles of recent developments and if somebody is interested, he always can ask the developers for details. Personally, I think that the new technologies are quite open and people usually glad to tell you what they do. Almost all of these developments are protected by patent or in other way, so there is no need in conspiracy, which will take only negative effect on the industry while we all are interested in its successful development.

ANNUAL PARADE OF SCIENTIFIC AND TECHNICAL DEVELOPMENTS

Without any doubt, annual ICoTA conference is the representative forum for coiled tubing and well intervention, which also stated the high efficiency of this organization. This year the event was already traditionally carried out in Woodlands, Texas. About 60 presentations were made. It also should be noted, that almost all oil and gas producing regions were represented on the event, not only traditionally active North and South America and North Sea with developed ICoTA Chapters, but also Middle East and Asian-Pacific regions as well.

The range of the subjects discussed was also very various. It makes sense to have a closer look on it, because this annual parade of new technologies and equipment allows getting the most complete and objective impression about the urgent questions and the modern challenges of well intervention industry worldwide.

Besides of it, in a day before the conference ICoTA traditionally organizes the seminar “Coiled Tubing and Its Applications”, which is hosted by

в их повседневной работе, и которые во многом схожи для всех работающих в регионе компаний. Характерно, что, несмотря на то, что большинство участников представляют конкурирующие организации, все они рады поделиться своим опытом и знаниями при решении конкретных производственных задач.

ЕЖЕГОДНЫЙ СМОТР НАУЧНО ТЕХНИЧЕСКИХ РАЗРАБОТОК

Без сомнения, ежегодная конференция ICoTA является самым представительным форумом по колтюбингу и внутрискважинным работам. Разумеется, это ещё один показатель высокой эффективности этой организации. В самом деле, на этом мероприятии, уже традиционно проходившем в пригороде Хьюстона Вудландсе, было сделано около 60 научно-практических докладов и презентаций. Впечатляет и то, что при этом были представлены практически все нефтегазодобывающие регионы, не только Северная и Южная Америка и Северное море, имеющие традиционно наиболее активные и развитые

Кен НЬЮМАН, старший сопредседатель ICoTA:

Вообще говоря, семинар «Колтюбинг и его использование» предназначен для любого, кто хочет узнать о колтюбинге. Поэтому его участниками в основном становятся инженеры из нефтегазодобывающих компаний, которые собираются использовать колтюбинг при проведении внутрискважинных работ на разрабатываемых ими месторождениях. В этой связи они и хотят вначале больше узнать о том, что такое колтюбинг, для решения каких технических задач он может применяться, что нового появилось в этой отрасли за последнее время, какие новые технологии они могут использовать, и уже затем привлекать к выполнению работ сервисную компанию.

Именно поэтому на семинаре мы говорим как об основах колтюбинга, так и о новых разработках в этой области. Начинаем мы с самой гибкой трубы, посвящая значительную часть курса процессу её производства, и используя большой иллюстративный материал. Это необходимо для того, чтобы слушатели чётко уяснили себе, что же такое ГНКТ. Затем мы переходим к наземному оборудованию, необходимому для использования колтюбинга, и говорим о том, что такое блок превенторов, что такое стриппер, что такое инжектор и узел намотки, как они работают и для чего предназначены. После этого мы рассматриваем наиболее распространённые колтюбинговые установки, с демонстрацией слайдов с множеством установок различных конструкций и конфигураций.

Далее мы переходим к действующим на гибкую трубу силам, в частности, при спуске ГНКТ в горизонтальные скважины, к их расчёту и определению максимально

допустимых нагрузок, к действующим в трубе напряжениям и методике их расчёта. Затем мы, наконец, рассматриваем применение колтюбинга для решения конкретных технических задач при проведении внутрискважинных работ и используем при этом инструмент. Особое внимание уделяется бурению на колтюбинге и тонкостям, которые необходимо знать при его применении. Разумеется, по ходу всего курса достаточно подробно освещаются и обсуждаются новые технологии, разработанные в последнее время, и основные задачи и проблемы, которые существуют в отрасли.

На данный момент большой интерес к индустрии колтюбинга проявляют практически все крупные сервисные компании. В этой связи неудивительно, что за последнее время появилось множество новых разработок в этой области. Разумеется, все они запатентованы, и часто трудно получить подробную информацию об их применении в открытом доступе. Тем не менее, в рамках нашего курса мы обычно рассматриваем базовые принципы, на которых основана та или иная технология, и её возможные применения, так что в случае, если кому-то понадобится более детальное описание конкретного процесса, он всегда может обратиться к разработчикам и получить его напрямую. Вообще говоря, я считаю, что в целом новые технологии достаточно открыты для изучения, и большинство специалистов с удовольствием рассказывают о том, чем они занимаются. В конце концов, практически всегда эти разработки защищены патентом или каким-либо другим образом, поэтому нет смысла в строгой секретности, которая будет лишь тормозить развитие отрасли, в котором мы все заинтересованы.



Ken Newman, founder and technical director of NOV CTES. This year he will also carry this course at September 17 in frames of 9th Coiled Tubing and Well Intervention Conference in Tyumen, organized by our journal.

STUDYING OF PHYSICAL AND MECHANICAL PROPERTIES OF COILED TUBING AND ENHANCING IT RELIABILITY

Of course, the problem of enhancing fatigue life and reliability enhancing is one of the main interests for any company, who work with coiled tubing. It is mainly caused by the high production expenses and difficulties with delivery of heavy and large-dimensional tubing to the fields. The expenses connected with the equipment and personnel stand-by and remediation jobs in case the tubing was stuck and broken in the well are also need to be taken in a count.

That is why the presentation of A.R. Crabtree from BJ Services "CT-Failure Monitoring: A Decade of Experience" was dedicated to this subject. The quantity of failure examined and term of monitoring are really impressive, as well as the fundamental approach for the coiled tubing reliability improvement, which the specialists of this company use. Among the other interesting results, the research showed that the failure rate from 2000 to 2007 improved 47% with a general upward trend. Taking in to count that the major causes of early failure have remained unchanged, it can be clear evidence of the effective work of producers as well as service companies to eliminate the whole range of possible reasons of unreliability.

One more BJ Services specialist, Tomas Padron,

подразделения ICoTA, но и Ближний Восток и Азиатско-Тихоокеанский регион.

Не менее разнообразен был и спектр обсуждаемых вопросов, на котором стоит остановиться поподробнее, поскольку именно этот ежегодный срез новых технологий и оборудования позволяет составить наиболее объективное и верное представление о том, что на данный момент актуально для развития технологий внутрискважинных работ во всём мире.

Кроме того, за день до конференции ICoTA традиционно организует обучающий семинар «Колтюбинг и его использование», который проводит Кен Ньюман, основатель и технический директор компании NOV CTES. В этом году он также прочтёт этот курс 17 сентября в рамках организуемой нашим журналом 9-й конференции по колтюбингу и внутрискважинным работам в Тюмени.

ИЗУЧЕНИЕ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГИБКИХ ТРУБ И ПОВЫШЕНИЕ ИХ НАДЁЖНОСТИ

Разумеется, вопрос повышения срока службы и надёжности гибких труб актуален практически для всех компаний, занимающихся колтюбингом. Вызвано это в основном тем, что их изготовление является высокотехнологичным и дорогим процессом, что обуславливает высокую стоимость конечной продукции. Кроме того, доставка тяжёлых и габаритных труб на месторождения зачастую связана с рядом дополнительных, и часто весьма ощутимых, затрат. Наконец, не следует сбрасывать со счетов и расходы, связанные с простоем оборудования и персонала и ликвидацией последствий в случае, если часть трубы осталась в скважине.

В этой связи неудивительно, что темой презентации Алекса Крэбтри из компании BJ Services стал «Мониторинг причин разрушения гибкой трубы за последние 10 лет». Впечатляет как количество изученных аварий, так и временной срок мониторинга, а также то, насколько серьёзно специалисты этой компании подходят к вопросу повышения надёжности работы ГНКТ. Это фундаментальное исследование показывает, что с 2000 года соотношение между количеством выполненных работ и количеством аварий практически постоянно улучшалось и в итоге в 2007 году уменьшилось на 47% по сравнению с 2000. С учётом того, что удельный вес основных факторов при этом практически не изменился, это, без сомнения, яркое подтверждение эффективности исследований специалистов сервисных компаний в области мониторинга и борьбы со всеми основными причинами разрушения гибкой трубы.

Ещё один специалист из BJ Services, Томас Падрон, в своей презентации «Влияние внешних механических повреждений на ресурс работы гибких труб в кислых средах» представил результаты

in presentation “Effect of External Mechanical Damage on the Fatigue Life of Coiled Tubing Exposed to Sour Environments” revealed the results of researches of fatigue life of coiled tubing dependence from the external mechanical damage in the transverse and longitudinal orientation and different sour environments, as well as the influence of three different anti-cracking inhibitors. As one of the main results of the study, the author made a conclusion that external mechanical damage reduces the sour fatigue life of tubing by 35-47%. Scientist also proposed an inspection criterion for mechanical damage on strings to be used in sour environment.

The group of scientists from Halliburton studied the hydrodynamic influence on the coiled tubing. In their presentation “Comparison of Computational Fluid Dynamics of Erosion in Coiled Tubing to Field and Test Data” they showed the effectiveness of CFD method for simulation of erosion and determining tubing inspection locations.

The same specialists are also studied the influence of physical and mechanical properties of coiled tubing on the surface equipment, which they believe are substantially changes because of the larger size of the tubing used and increasing yield strength of the material. In presentation “The Effects of Residual Bending Forces on

изучения зависимости ресурса работы гибких труб от направления и глубины повреждений и агрессивности среды, а также влияние на него обработки тремя различными составами, препятствующими образованию трещин. В качестве одного из наиболее интересных и практически значимых результатов исследования следует отметить то, что наличие внешних механических повреждений снижает ресурс работы ГНКТ в кислых средах на 35-47%. В итоге автору удалось сформулировать основные критерии, которыми следует руководствоваться при проверке колонн, работающих в кислых средах, на наличие внешних механических повреждений.

Научный коллектив из компании Halliburton изучал влияние на гибкую трубу гидродинамических факторов. В докладе «Сравнение экспериментальных данных по величине эрозии гибкой трубы с результатами, полученными при использовании метода расчетной динамики жидкости» они показали эффективность использования изучаемого метода моделирования динамики жидкости при определении областей, подверженных наибольшей эрозии в процессе эксплуатации ГНКТ.

Halliburton активно занимается и исследованиями в области влияния на наземное оборудование физико-механических свойств гибких труб, значительно изменяющихся в связи с применением колонн всё больших диаметров и из материалов



БЕЛОРУСНЕФТЬ

РУП «ПО «Белоруснефть» основано в 1966 году. Это крупнейшее предприятие нефтехимического комплекса Беларуси. Оно также участвует в добыче углеводородного сырья на месторождениях Венесуэлы и Ирана, выполняет работы по нефтяному сервису в России. В составе предприятия газоперерабатывающий завод,

машиностроительное подразделение, научно-исследовательский институт, подразделения, охватывающие весь спектр нефтяного сервиса, республиканские предприятия по сбыту продуктов переработки углеводородного сырья. В Белоруснефти трудится 21 тысяча человек.

Славными страницами в истории коллектива белорусских нефтяников стали разработка Полесских недр в Беларуси, освоение месторождений в России, участие в совместных проектах с компаниями Украины, стран Ближнего Востока, Азии, Африки, США и Западной Европы.

С 1973 по 1977 год специалисты Белоруснефти трудились в Калининградской области. С 1978 по 1994-й годы осваивали нефтяные месторождения в Западной Сибири. Наиболее известными среди них были Самотлорское, Вахское, Пограничное, Поточное, Вынгапуровское, Вангаяхинское, Бахиловское. За 40 лет своей деятельности пробурено более 19 млн. м горных пород, в т.ч. по белорусскому региону – 5,5 млн. м, в Западной Сибири – 13,5 млн. м, в Калининградской области – 66,9 тыс. м. Закончено строительством более 6500 скважин, из них в Беларуси – 1551, в Западной Сибири – 4944, в Калининградской области – 29.



Coiled-Tubing Injector" they come to conclusion, that it affects the optimal parameters of injector, particularly, because of the effective friction coefficients increase with an increase in the axial load. By the way, this presentation caused a lot of discussion on the conference with some participants disagree with it.

The results of studying the changing of the main dimensional and physical parameters of coiled tubing during its work were studied by Schlumberger specialists in the presentation "A Field Study of Coiled-Tubing Material Loss and Ovality". The effectiveness of ultrasonic method for measuring minimum, maximum and average CT wall thickness and CT outer diameter in situ was shown, as well as its prospects for CT failure prevention.

Nevertheless the above, current CT inspection technology is based predominantly on magnetic flux leakage. As scientists from University of Tulsa stated in their presentation "Use of 3D Laser Imaging for Inspection of Coiled Tubing", these methods are incapable of consistently providing information about the geometry of the flaw, which is adequate to assess its influence to fatigue endurance. That is why they suggest to use the mobile laser equipment for scanning the tubing for the flaws and creating its 3D images. What is important, the equipment can also scan the inner surface of the pipe. That will definitely take the coiled tubing inspection to the new level, especially taking in to a count that now authors point to the development of systems, which will not only inspect the tubing, but also estimate the influence of the defects on its fatigue life.

HYDRAJET TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT FOR PRODUCTION ENHANCEMENT

Production enhancement by sidetrack drilling and operation in slanted and horizontal wells was one of the most discussed subjects of the conference. There is nothing strange in it, because the worsening of reserves structure caused the strong demand for these jobs. It is especially right

с улучшенными характеристиками. Например, в докладе «Влияние остаточных напряжений изгиба на колтюбинговый инжектор» авторы пришли к выводу, что эта тенденция ведёт к изменению оптимальных параметров работы инжектора, в частности, из-за роста эффективных коэффициентов трения при росте осевой нагрузки. Впрочем, эта презентация вызвала ряд возражений со стороны присутствующих на конференции специалистов, которые усомнились в справедливости выводов, к которым пришли авторы.

Результаты изучения изменения основных геометрических и физических характеристик гибкой трубы в процессе эксплуатации специалисты компании Schlumberger представили в своём докладе «Изучение потерь материала ГНКТ и её овальности в полевых условиях». В итоге была продемонстрирована эффективность ультразвукового метода измерения толщины стенки гибкой трубы и её внешнего радиуса в режиме реального времени, а также его перспективность для своевременного предотвращения аварий при проведении работ с использованием колтюбинга.

На данный момент основными методами, использующимися для контроля состояния гибкой трубы и обнаружения дефектов и повреждений, являются магнитные. Учёные из Университета Тулсы в своём докладе «Использование трёхмерных лазерных изображений для исследования гибкой трубы» отметили, что при этом практически невозможно установить точные геометрические параметры дефекта, что делает невозможным точную оценку его влияния на физико-механические свойства ГНКТ. В этой связи они предлагают использование переносного лазерного оборудования для сканирования трубы на предмет имеющихся дефектов и создания их трёхмерных изображений, причём возможно исследование как внешней, так и внутренней поверхности. Без сомнения, это позволит вывести обнаружение дефектов гибкой трубы на качественно новый уровень, тем более что разработчики уже говорят о возможном создании систем, которые будут не только контролировать состояние трубы в режиме реального времени, но и сразу же оценивать их влияние на структурную целостность ГНКТ.

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ

Одной из важнейших тем конференции стала интенсификация притока за счёт бурения боковых стволов и решение связанных с этим технических проблем. Это и неудивительно, поскольку за счёт практически повсеместного ухудшения структуры запасов именно эти работы наиболее востребованы на рынке. Особенно это ощущается в России, где представители сервисных компаний говорят о том, что сейчас на рынке спрос на бурение



for the Russian market, where the demand for sidetracking exceeds the proposal almost twofold even with strong tax burden on the oil and gas production industry.

So the interest of the leading world service companies to development and implementation of hydraset equipment for production enhancement by drilling laterals or fracturing and improved perforation is understandable. This is a clear trend for the last few years, and it caused by the opportunity to significantly lower the expenses at implementation hydraset technologies with obtaining comparable results as with sidetracking by CT or conventional equipment in some cases.

Particularly, in presentation «Cementless Multi-Zone Horizontal Completion Yields Three-Fold Increase», prepared by the specialists from ECA Holdings L.P., Halliburton and Ely & Associates, the authors about the works with implementation of expandable packers and a hydraset perforating stimulation technique for a cementless completion and hydraulic stimulation in openhole horizontal well of 15,700 ft total vertical depth. Packers were used for isolation of most promising intervals and were activated by hydrocarbons present in the oil-based mud in the annulus. Than four fracture-stimulation operations were conducted in a non-cemented hole using a unique fracturing technique that incorporates hydraset perforating with coiled tubing. The main advantages of this new technology are the possibility of multiple stimulation treatments to be performed in series without the CT being removed from the hole, larger stimulation stages and maximum surface-area exposure to the fracture pressure without formation damage caused by cement.

The results of joint development new equipment for hydraset applications by specialists from Halliburton and ARC Resources were presented in the report "New Hydraset Tool Demonstrates Improved Life for Perforating and Fracturing Applications". One of the main problems of wide application of hydraulic equipment, which authors were aimed to solve, is rapid failures, resulting in

боковых стволов практически в два раза превышает предложение даже при сильнейшей налоговой нагрузке на нефтегазодобывающую отрасль.

В этой связи понятен интерес ведущих мировых компаний к разработке и применению гидравлических устройств для повышения нефтеотдачи за счёт бурения боковых стволов небольшой протяжённости и диаметра и улучшенной перфорации. Тенденция эта наблюдается уже в течение нескольких лет, что вызвано стремлением значительно снизить себестоимость работ при практически сопоставимых результатах.

В частности, в презентации «Работы по заканчиванию необсаженной горизонтальной скважины с несколькими продуктивными пластами, обеспечившие увеличение добычи в три раза», подготовленной специалистами компаний ECA Holdings L.P., Halliburton и Ely & Associates, авторы рассказали о работах с применением раздвижных пакеров и технологии гидромониторной перфорации, выполненных ими при заканчивании необсаженной горизонтальной скважины на глубине 5150 м. Пакеры использовались для изоляции наиболее перспективных участков скважины и активировались с помощью присутствующих в межтрубном пространстве углеводородов. Затем в стволе скважины проводились работы по четырём разрывам пластов с помощью уникальной технологии, включающей в себя гидравлическую перфорацию с использованием колтубинга. Основное преимущество новой технологии заключается в том, что она позволяет проводить несколько операций по разрыву пластов без извлечения гибкой трубы и по сравнению с традиционными методами обеспечивает обработку больших по площади участков.

Разработке принципиально нового оборудования для гидравлических приложений была посвящена и презентация «Новый гидромониторный инструмент с большим ресурсом работы для перфорации и разрыва продуктивных пластов», ставшая итогом совместной работы компаний Halliburton и ARC Resources. Одной из главных задач, которую ставили авторы, было преодоление основной проблемы, стоящей на пути широкого использования гидромониторного оборудования: слишком частых поломок и отказов самих насадок и вообще гидравлического оборудования при работе, что в случае нефтегазовых приложений приводит к недопустимому удорожанию работ за счёт необходимости часто поднимать и спускать колонну. Эту проблему уже давно пытаются решить двумя очевидными способами: за счёт использования различных материалов с улучшенными характеристиками и за счёт определённых конструкторских усовершенствований, однако до

the need for time-consuming and costly tripping out and in the hole for jetting tool replacement. This problem is tried to deal with for all time the hydrjet equipment is in use for oil and gas well service by change of materials and redesign but till now it has resulted only in insignificant performance improvement. That is why the authors made a conclusion that a complete overhaul of the design concepts needed to be made.

As a result of laboratory tests, developers establish that suggested design was able to cut an unusually thick target of about 6,5-in. thickness consisting of a -in. inner steel layer, a 4 1/4 -in. cement layer, and a 1 -in. steel outer layer within 3-7 minutes, compared to conventional jets where the same cuts took 30-60 minutes with significant jet nozzles damage. At the same time, the damage to the jet nozzles of developed design was near to none. That was also подтвердилось by the field tests, in which the tool was used to place 5 to 6 separate fractures sequentially and was able to continue the operations, compared to conventional tools, which are need to be replaced after every 2-3 jobs.

PROSPECTS OF DEVELOPMENT

Now ICoTA is mainly work in two directions: development of its site and new chapters' formation.

For now there is a lot of work done for the development of Internet resource of the Association. Nevertheless, taking in to a count a number of researches on coiled tubing and well intervention performed by ICoTA members annually and a lot of presentation, considered on the Lunch and Learns worldwide, the organization of possibility for members to see all this information in Internet as soon as possible will always be a great challenge for the Association.

Speaking about the new chapters' formation we should note, that for now establishing Russian Chapter of ICoTA is one of the main concerns of ICoTA. Now in Russia there already are a number of companies, who also come to the understanding of their employees' communication for further development of well intervention technologies in the country. This is extremely positive evidence of the fact that the times of "wild" competition are coming to the history and the formation of normal service market is already started. It also means that for now the most of players do not consider their competitors as death enemies, but started to in them the partners for joint development of Russian well intervention market. And this is what is needed for establishing in Russia such organization as ICoTA is. ●

сих пор к существенному улучшению надёжности гидромониторных насадок это не привело. Именно поэтому авторы приходят к логичному выводу о том, что для существенного улучшения производительности этого оборудования необходимо кардинальное изменение конструкции и способа истечения жидкости. В результате ряда испытаний было установлено, что предложенная разработчиками конструкция за 3-7 минут разрезает композитную стенку, состоящую из слоя стали, толщиной 1,9 см, цементного слоя толщиной 10,8 см и ещё одного стального слоя толщиной 3,8 см, в то время как основанные на традиционной конструкции сопел насадки если и могут справиться с подобной задачей, то лишь за 30-60 минут и при значительном разрушении сопел. Предложенная же авторами презентации конструкция позволила практически полностью этого избежать, что подтвердили и полевые испытания, при которых с помощью устройства проводились 5-6 гидроразрывов пласта в одной скважине с дальнейшим использованием инструмента, в то время как обычно приходится заменять насадку после 2-3 операций.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ

Сейчас ICoTA в основном занята двумя вопросами: развитием своего сайта и инициацией создания новых региональных организаций.

В области развития интернет-ресурса ассоциации на данный момент уже сделано немало. Тем не менее, учитывая огромное количество исследовательских работ по колтюбингу и внутрискважинным работам, ежегодно выполняемых членами ICoTA по всему миру, а также множество презентаций, которые рассматриваются на региональных встречах, организация оперативного размещения этой информации в сети всё ещё остаётся актуальной задачей ассоциации.

Что же касается новых подразделений, то тут на первом плане находится создание российской организации ICoTA. На данный момент в России уже сформировалась группа компаний, которые также пришли к осознанию необходимости организации полноценного общения своих сотрудников в области внутрискважинных работ для дальнейшего развития этой отрасли в стране. Это не может не радовать, ведь, по сути, означает, что времена «дикой» конкуренции понемногу проходят, а рынок становится более цивилизованным. И одним из основных показателей этого является тот факт, что большинство работающих в области нефтегазового сервиса компаний начинают воспринимать своих конкурентов уже не как смертельных врагов, а как партнёров по совместному развитию российского рынка внутрискважинных работ. А это именно то, что необходимо для существования в России такой организации, как ICoTA. ●

Комплекс оборудования для ГРП Fracturing Complex

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



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



Aspects of Coiled Tubing Technologies Implementation for Development of Bitumen and Heavy Oil Fields

Перспективы применения колтюбинга при разработке месторождений битумов и высоковязких нефтей

MOLCHANOV A.G., ROMANENKO S.V.
Gubkin Russian State University of Oil and Gas

МОЛЧАНОВ А.Г., РОМАНЕНКО С.В.
РГУ нефти и газа им.И.М. Губкина

Russian Federation has a great amount of fields with bitumens and heavy oils. It has no rivals in terms of their number, position and composition of fluids. The position of pay zones is very diverse. The depth ranges from 300 m to 1100 m and plastic viscosity may reach 30 Pa·s. Among such fields are reservoirs of bituminous oils in Tatarstan, heavy oils of Usinsk, Ukhta, Pavlovaya Mount in Krasnodar region etc. This leadership brings us nothing good, as the development of such fields is energy-intensive and troublesome. Yet, economic interests will inevitably force us to create conditions for production of these heavy to recover oils. Without further analysis of technical and economic features of numerous recovery methods existing at the moment, it should be noted that methods of thermal formation treatment are the most relevant, which include steam (hot water) pumping and fire flooding. These methods allow to raise the temperature in the productive formation correspondingly up to 100 – 120 and 400 – 500°C, decreasing sharply the fluid viscosity and providing its recovery.

Naturally, horizontal wells construction are preferable in such situation. They may have different configurations: multilateral wells, parallel wells with independent wellheads, ones with two wellheads and so on.

Presently our country hasn't adopted a single point of view on the methods of making such holes – with the help of hybrid coiled tubing

Для Российской Федерации характерно наличие очень большого количества месторождений битумов и высоковязких нефтей. Пожалуй, что по их числу, условиям залегания и составу флюидов у нас нет равных. Условия залегания продуктивных пластов весьма разнообразны – глубина от 300 до 1100 м, динамическая вязкость до 30 Па·с. К подобным месторождениям относятся залежи битуминозных нефтей в Татарии, высоковязкие нефти Усинска, Ухты, Павловой горы Краснодарского края и т.д. В нашем лидерстве нет ничего хорошего, поскольку разработка подобных месторождений – дело весьма энергоемкое и хлопотное, но логика развития экономики неизбежно приведет к необходимости обеспечения добычи трудноизвлекаемых нефтей. Не вдаваясь в анализ технических и экономических показателей существующих в настоящее время многочисленных способов добычи, можно сказать, что наиболее реальными остаются тепловые методы воздействия на пласт: закачка пара (горячей воды) и внутрипластовое горение. Эти способы обеспечивают повышение температуры продуктивного пласта соответственно до 100 – 120 и 400 – 500°C, что приводит к резкому снижению вязкости флюида и дает возможность извлекать его.

Очевидно, что преимущественными конструкциями скважин в рассматриваемой

units or conventional drilling methods. The latter provide for making of the horizontal well sections up to 1000 m long with the help of downhole navigation equipment. Yet they are not very useful in drilling of multilateral wells. The final decision on the optimal drilling technology can be taken only after there is accumulated enough drilling experience and appropriate technical and economical studies are done.

Lack of domestic experience in coiled tubing drilling is also an important factor explained by the absence of modern hybrid drilling rigs in our country. Two rigs in Orenburg and in Bashkiria were mounted accidentally and give little unbiased information about the possibilities of new drilling rigs. Foreign experience of using hybrid drilling rigs proves their high efficiency during drilling of wells down to 1,200 m deep. They provide for almost any configuration of well bores both in horizontal and vertical projections.

Adherence to conventional methods of sidetracks drilling is related to low difficulty level of the drilling work required. When holes with two wellheads are drilled, making the ascending borehole is possible only under the pressure on the tubing which calls for coiled tubing drilling technologies to be applied. ►

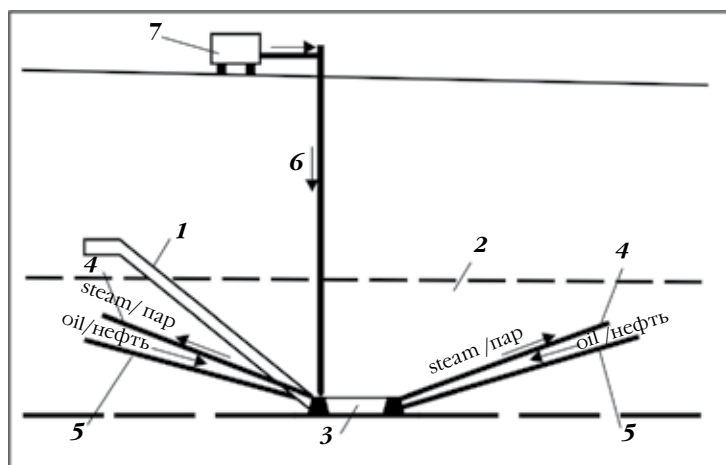


Figure 1 – Radial Wells Scheme:

**1 – mine working; 2 – oil reservoir; 3 – production gallery;
4 – injection wells; 5 – production wells; 6 – steam supply well;
7 – steam generator**

Рисунок 1 – Схема радиального расположения скважин:

**1 – горная выработка; 2 – нефтяной пласт; 3 – добычная галерея;
4 – нагнетательные скважины; 5 – добывающие скважины;
6 – скважина для подачи пара; 7 – парогенератор**

ситуации являются горизонтальные. При этом их конфигурация может быть различной: разветвленные, параллельные с самостоятельными устьями, имеющие два устья и т.п.

В настоящее время в практике нашей страны не сложилось однозначной точки зрения на способы проводки подобных скважин – с помощью гибридных колтюбинговых установок или с использованием традиционных методов бурения. Последние при использовании внутрискважинного навигационного оборудования обеспечивают проводку горизонтального участка скважины до 1000 м, хотя разбуривание разветвленных скважин с их использованием достаточно проблематично. Окончательный ответ, какая технология бурения наиболее оптимальна, может быть получен только после накопления достаточного опыта выполнения работ и проведения соответствующих технико-экономических исследований.

Существенное влияние при этом оказывает еще и отсутствие отечественного опыта бурения скважин с использованием колтюбинга. Это обусловлено тем, что современных гибридных буровых установок в нашей стране нет. Две установки – одна в Оренбурге, другая в Башкирии – скорее, казус, чем источник объективной информации, позволяющий судить о возможностях буровых установок нового типа. Имеющийся зарубежный опыт работы гибридных буровых установок показывает их высокую эффективность при бурении скважин глубиной до 1200 м. При этом обеспечивается практически любая конфигурация ствола скважин как в горизонтальной, так и в вертикальной проекциях.

То, что в настоящее время в нашей стране горизонтальные отводы из скважин бурят в основном традиционными способами, обусловлено лишь тем, что уровень сложности буровых работ пока позволяет обходиться ими. В случае бурения двухустьевых скважин проходка восходящего участка скважины может быть обеспечена только при принудительном воздействии на колонну труб, что предопределяет необходимость перехода на колтюбинговые технологии бурения.

Но, каким бы способом ни обеспечивалась проводка скважины, для обеспечения технологических процессов добычи необходимы колтюбинговые технологии. ►

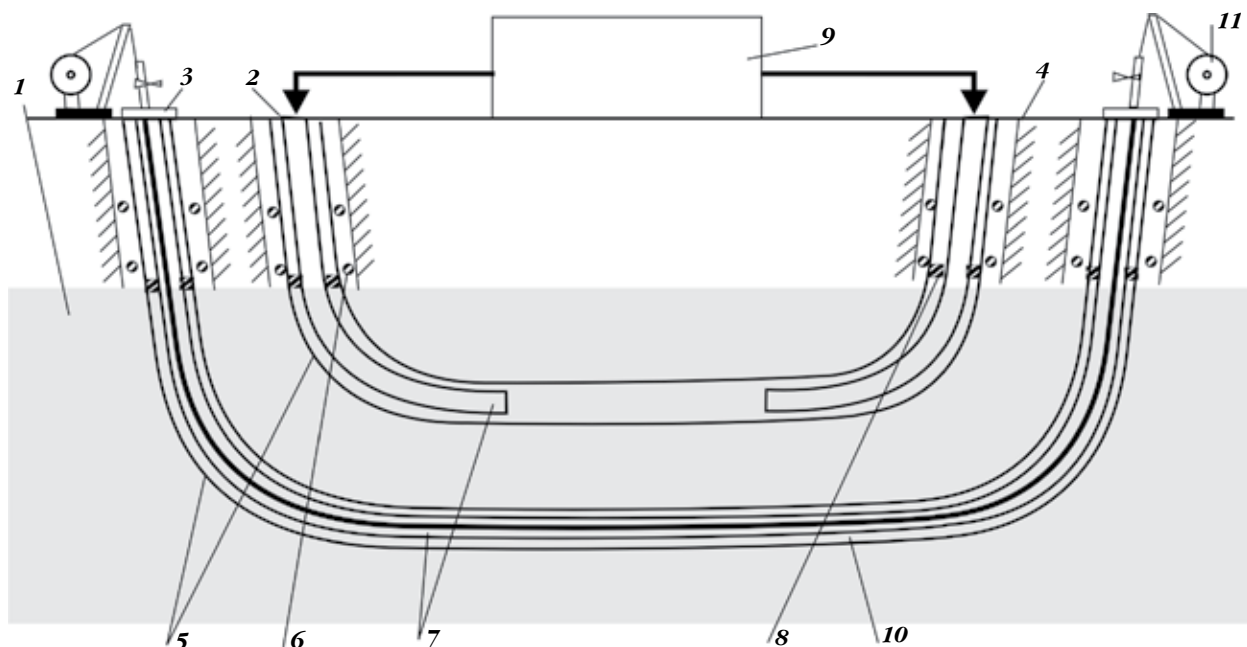


Figure 2 – Development with Parallel Horizontal Wells:
 1 – pay zone; 2 – injection horizontal well with two mouths; 3 – production horizontal well with two mouths; 4 – guide; 5 – perforated casing; 6 – casing centralizer; 7 – tubing string; 8 – packer; 9 – steam generator; 10 – swab pump; 11 – swab cable rope shaft

Рисунок 2 – Разработка с использованием параллельных горизонтальных скважин:
 1 – продуктивный пласт; 2 – нагнетательная двухустьевая горизонтальная скважина; 3 – добывающая двухустьевая горизонтальная скважина; 4 – кондуктор; 5 – перфорированная обсадная колонна; 6 – центратор; 7 – колонна насосно-компрессорных труб; 8 – пакер; 9 – парогенератор; 10 – свабный насос; 11 – привод каната сваба

No matter how the hole is made coiled tubing technologies are necessary for ensuring the technological processes of production operations. Coiled tubing technologies are aimed at multiple hydraulic fracturing works in horizontal section of the well, acid treatment and perforation. All these activities are meant to extend and deepen the fracs of the pay zone, accelerating the oil recovery and raising recovery ratio. The production of heavy fluids is usually accompanied by hydraulic fracturing operations between parallel horizontal holes.

Let's address several methods of heavy oils recovery requiring coiled tubing application.

CASE STUDIES OF PRODUCTION TECHNOLOGIES DESIGNED AND PATENTED IN RUSSIAN FEDERATION

Technical solution (patent of RF №2321734) envisages drilling of one or several pairs of

Основным назначением этих технологий являются выполнение многократных ГРП в горизонтальном участке скважины, кислотная обработка, проведение перфорации. Все эти мероприятия направлены на увеличение протяженности и размеров трещин продуктивного пласта, что обеспечивает ускорение процесса извлечения и повышение коэффициента нефтеотдачи. Особенностью добычи высоковязких флюидов является выполнение ГРП между параллельными горизонтальными стволами.

В качестве примеров рассмотрим несколько способов извлечения высоковязких нефтей, для реализации которых необходимо применение колонн гибких труб.

НАИБОЛЕЕ ХАРАКТЕРНЫЕ ПРИМЕРЫ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ, РАЗРАБОТАННЫХ И ЗАЩИЩЕННЫХ ПАТЕНТАМИ РФ

Техническое решение (патент РФ №2321734) предусматривает бурение одной или нескольких пар горизонтальных скважин (рис.1), каждая из которых включает нагнетательную и добывающую скважины, между которыми создается проницаемая зона. Проницаемая зона создается перед пуском скважин в эксплуатацию за счет производства ГРП. Во время эксплуатации в нагнетательную скважину, расположенную на более высоком уровне, подается теплоноситель, и одновременно из добывающей скважины, расположенной на нижнем уровне, осуществляется отбор углеводородов.

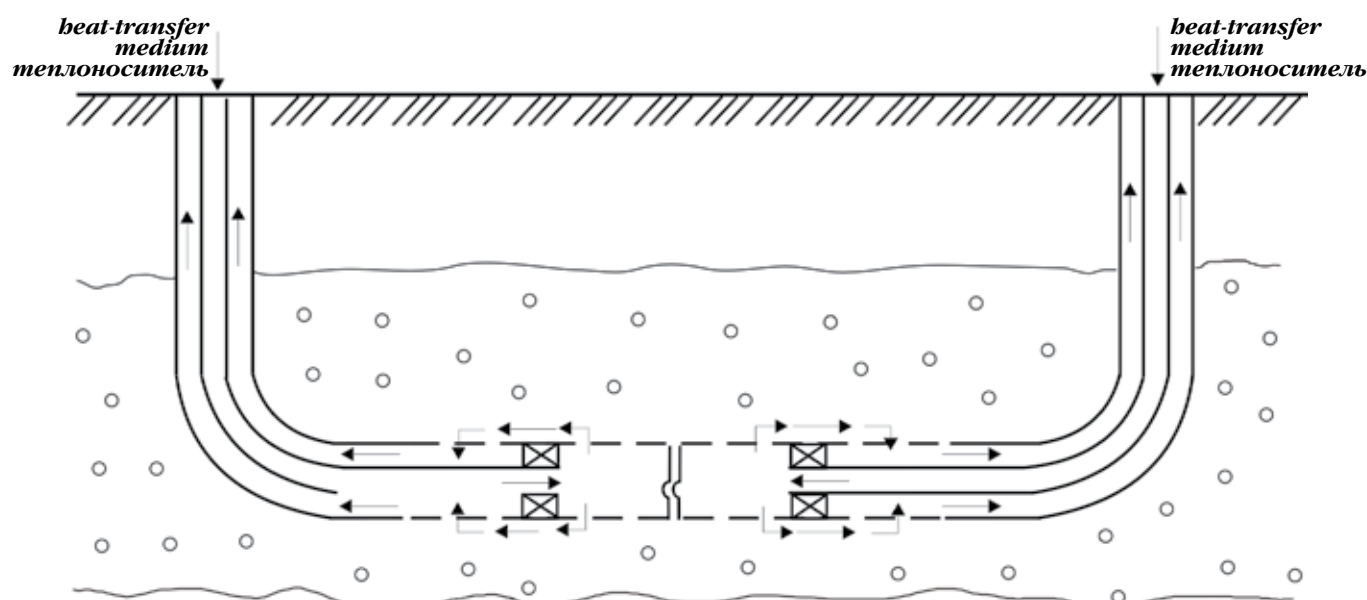


Figure 3 – High Viscosity Oil Production Technology by Horizontal Wells with Thermal Treatment

Рисунок 3 – Способ добычи высоковязкой нефти из горизонтальной скважины при тепловом воздействии на пласт

horizontal holes (Figure 1), each of them including an injection well and a production well with a permeable zone between them. The permeable zone is created by hydraulic fracturing before the well is brought into production. During the production a heat-transfer medium is supplied to the higher injection well. At the same time hydrocarbons are recovered from the lower production well.

It is supposed that horizontal sections of each well are located on two levels. The injection ones lie on the bed top and production sections are situated at the bottom of the pay zone. All of them are drilled from vertical holes, located close to each other.

Such method is suitable not only for the radial location of wells, but also for drilling equidistant horizontal holes (Figure 2) with two wellheads (patents №2287677, №2305762). Then the recovery from the production well is done with the help of a pumping unit or a swab, which is moved forward and backward with ropes, which are connected with the surface through both wellheads of the hole.

A separate hole with two wellheads can also be used for the development (patent

Подразумевается, что горизонтальные участки скважин каждого назначения располагаются в двух плоскостях: нагнетательные у кровли, а добывающие у подошвы пласта. Все они пробурены из вертикальных стволов, расположенных близко друг от друга.

Подобный способ может быть реализован не только при радиальном расположении скважин, но и при бурении эквидистантных горизонтальных скважин (рис.2), имеющих два устья (патенты №2287677, №2305762). При этом отбор жидкости из эксплуатационной скважины осуществляется посредством насосной установки или сваба, который перемещают в прямом и обратном направлениях при помощи канатов, выходящих на поверхность из двух устьев скважины.

Разработка может выполняться с использованием отдельной двухустьевой скважины (патент №2273729), отбор из которой осуществляют попеременной закачкой теплоносителя через первое устье скважины с выходом его через второе устье. После прогрева призабойной зоны на горизонтальном участке отбирают продукцию через второе устье, вплоть до снижения температуры ниже оптимальной для данного флюида. Далее цикл повторяют.

Конструкция скважины (патент №2301328) может предусматривать поинтервальную перфорацию горизонтального участка (рис.3) и установку пакеров за пределами интервалов перфорации. При этом лифтовые колонны

№2273729). In this case the heat-transfer medium is pumped by turns in one wellhead and goes out from the other. After the effective wellbore area is warmed up, the products of the horizontal area are recovered through the second wellhead until the temperature drops below the level, optimal for the given fluid. Then the cycle is repeated.

The construction of the well (patent №2301328) may imply an interval perforation of the horizontal section (Figure 3) and setting packers beyond the perforation intervals. The production tubing are set from the wellheads to the packers for alternate supply of heat-transfer medium and recovery the formation fluid.

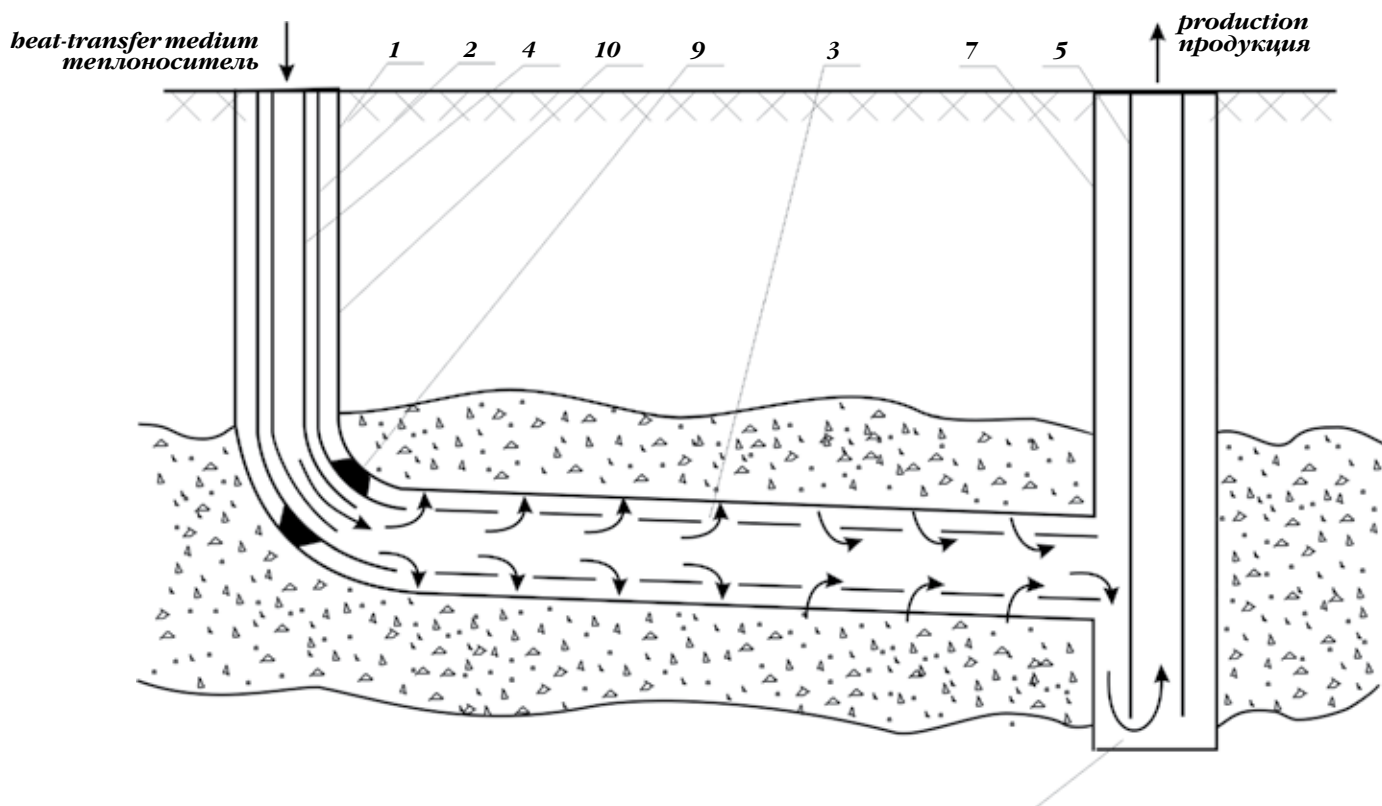
Figure 4 – Development with Vertical and Horizontal Wells:
1 – horizontal well; 2 – production string; 3 – perforation zone;
4 – first string; 5 – second string; 6 – dib hole of the vertical well;
7 – vertical well; 9 – packer; 10 – cement stone of the vertical section
of the horizontal well

Рисунок 4 – Разработка с использованием вертикальной и горизонтальной скважин:
1 – горизонтальная скважина; 2 – обсадная колонна; 3 – зона перфорации;
4 – первая колонна НКТ; 5 – вторая колонна НКТ;
6 – зумпф вертикальной скважины; 7 – вертикальная скважина;
9 – пакер; 10 – цементный камень вертикального участка горизонтальной скважины

устанавливают от устьев до пакеров и по ним осуществляют попеременную подачу теплоносителя и отбор пластовой жидкости.

Горизонтальные отводы (патент №2307926) могут иметь синусоидальную форму в вертикальной проекции, за счет чего обеспечивается увеличение прогреваемого объема пласта. При этом длина оси горизонтального отвода увеличивается на 10%, а дополнительный прогреваемый объем – на 45-50%.

Для исключения прорывов теплоносителя и образования «языков» из скважины нагнетательной в скважину добывающую процесс добычи может осуществляться с использованием двух скважин – одной вертикальной и второй искривленной, с горизонтальным участком в продуктивном пласте (рис. 4) (патент №2307242). При этом теплоноситель закачивают в искривленную скважину, выдерживают ее до необходимого уровня повышения температуры, а затем отбирают жидкость из вертикальной скважины, в которую спущена насосная установка. В зависимости от конкретных условий, аналогичный эффект может быть достигнут с применением одной вертикальной скважины, имеющей горизонтальный отвод (рис. 5) (патент №2284685).



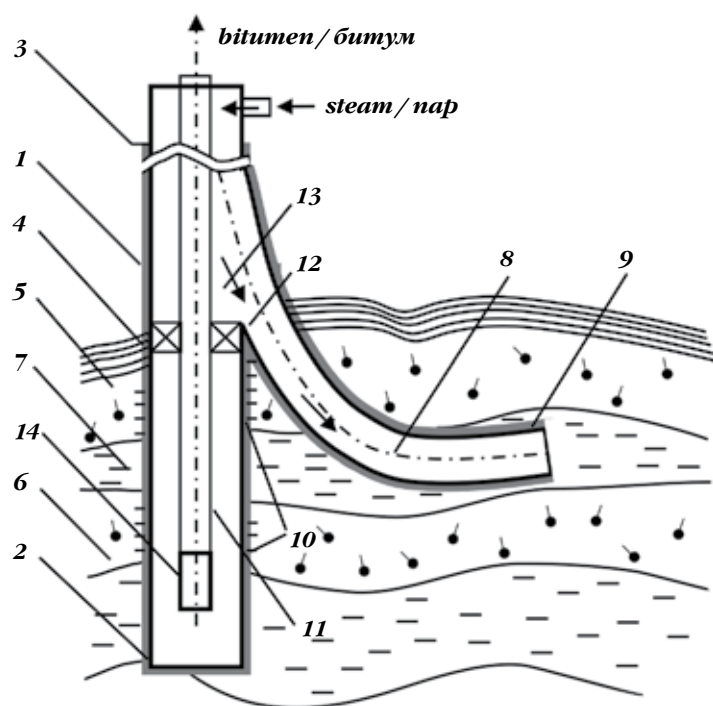


Figure 5 – High Viscosity Oil Production Technology from a Vertical Well with Horizontal Section:

1 – vertical well; 2 – bottomhole; 3 – wellbore; 4 – pay zone; 5, 6 – bituminous intercalated beds; 7 – aqueous intercalated beds; 8 – horizontal wellbore; 9 – perforations; 10 – perforation zone of the vertical bore; 11 – tubing; 12 – packer; 13 – annular space; 14 – pump

Рисунок 5 – Способ разработки высоковязких нефтей из вертикальной скважины с горизонтальным отводом:

1 – вертикальная скважина; 2 – забой скважины; 3 – устье скважины; 4 – продуктивный пласт; 5, 6 – битуминозные пропластки; 7 – водоносные пропластки; 8 – горизонтальный ствол; 9 – перфорационные отверстия; 10 – зона перфорации вертикального ствола; 11 – НКТ; 12 – пакер; 13 – затрубное пространство; 14 – насос

The horizontal sidetracks (patent №2307926) may have a sinusoidal form in vertical projection in order to heat a larger formation space. In this case the axial length of the horizontal sidetrack extends by 10% and the additional heated volume enlarges by 45-50%.

In order to exclude the inrush of heat-transfer medium and “tonguing” from the injection well to the production well, the production process may be carried out with two wells, one of which is vertical and another is slanted with horizontal section in the pay zone (Figure 4) (patent №2307242). The heat-transfer medium is pumped into the slant well and kept there until the necessary temperature is achieved. After that the liquid is withdrawn from the vertical well, where the pumping unit has been lowered. Depending on specific conditions, a similar effect can be achieved with one vertical well having a horizontal section (Figure 5) (patent №2284685).

During the operation hydraulic fracturing is periodically performed to support the flowback from the production well. It makes the formation zone between the horizontal sections more permeable. This operation provides the formation of vertical and horizontal fracs.

The injection wells may have packers located at the change of vertical section into

В процессе эксплуатации для поддержания отбора из добывающей скважины периодически выполняются гидроразрывы пласта, обеспечивающие увеличение проницаемости пласта в зоне между горизонтальными участками скважин. При этом могут обеспечиваться как вертикально, так и горизонтально расположенные трещины.

Нагнетательные скважины могут быть снабжены пакерами, расположенными в зоне перехода от вертикального участка к горизонтальному, которые устанавливаются с целью исключения термического влияния на вышележащие пласты.

Как видно из приведенного анализа способов эксплуатации скважин, продуцирующих высоковязкую нефть или битумы, большинство их предполагает бурение одно- или двухустьевых горизонтальных скважин. Эксплуатация скважин подобной конструкции предусматривает, с одной стороны, выполнение работ по воздействию на призабойную зону (проведение ГРП или кислотных обработок), а с другой – исследование скважин – определение интенсивности притока, распределения температур.

Если первая группа работ может быть выполнена, хотя с большими затратами времени и материальных средств, с

horizontal section. They are set to protect the upper pay zones from thermal impact.

The given analysis of the operation methods for producing heavy oil and bitumens suggests that most of them imply drilling horizontal wells with one or two wellheads. The operation of wells of such construction includes, on the one hand, bottomhole zone treatment (hydraulic fracturing or acid treatments) and, on the other hand, well survey – definition of the inflow rate and temperature distribution.

While the first group of operations may be done with the help of conventional tubing, though it takes a lot of time and expense, the well survey can not be performed without coiled tubing. Firstly, this is explained by the necessity to overcome the significant friction force while moving the equipment along horizontal sections; secondly, by the necessity to wash the well with hot water before and during the research.

Fire flooding is also a promising method. In this case may be used a scheme of multilateral horizontal wells located, as it was shown before, on two levels. An oxidant is supplied to the wells of the upper level, while the lower wells perform a drain function letting a heated fluid pass to the drainage bores. Thus, the shortest way for the heated formation liquid is created. The possibilities of the coiled tubing allow to provide for oxidant supply during the moving of the combustion front and to provide optimal fire process and driving oil to the drainage bores.

In the complicated formation conditions, when the pay zone is uneven, coiled tubing allows to influence locally on the sections with low permeability doing additional perforation and local thermal treatment of bottomhole zone.

We believe that the most promising diameters of coiled tubing for implementation of described technologies are the following: 89 and 73 mm for drilling wells, 60 mm for hydraulic fracturing, 33 and 38 mm for well survey. Taking into account the length of the string, these dimensions imply the use of drilling units with pulling force up to 800 kN and heavy size units for the operation works.

Thus, the whole range of coiled tubing drilling and workover units is necessary for implementation of technologies of bitumens and heavy oils production. ☉

использованием колонн традиционных конструкций, то для исследования скважин применение колонн гибких труб является безальтернативным вариантом. Это обусловлено, с одной стороны, необходимостью преодолевать значительные силы трения при перемещении оборудования по горизонтальному участку скважины, а с другой – необходимостью промывки скважины горячей водой и перед, и непосредственно при проведении исследований.

Перспективным направлением является также и применение внутривсплывающего горения. В этом случае может быть применена схема разветвленных горизонтальных скважин, расположенных, как и рассматривалось ранее, в двух уровнях. При этом по скважинам верхнего уровня подается окислитель, а скважины нижнего уровня являются дренажными и обеспечивают отвод прогретого флюида в дренажные отводы. Таким образом, обеспечивается кратчайший путь движения нагретой пластовой жидкости. Возможности колтюбинга позволяют обеспечить подачу окислителя по мере продвижения фронта горения и обеспечения оптимального процесса горения и вытеснения нефти в дренажные отводы.

В сложных пластовых условиях, характеризующихся неоднородностью продуктивного пласта, колтюбинг позволяет выполнять локальное воздействие на участки с пониженной проницаемостью – дополнительно перфорировать, обеспечивать локальную термообработку призабойной зоны.

Наиболее перспективными диаметрами колонн гибких труб для применения в описанных технологиях предполагаются следующие: 89 и 73 мм для бурения скважин, 60 мм для выполнения ГРП, 33 и 38 мм для исследований скважин. Данные диаметры с учетом длин колонн предполагают использование буровых установок с тяговым усилием до 800 кН и установок тяжелого типоразмера для выполнения работ в процессе эксплуатации.

Таким образом, для реализации технологий добычи битумов и высоковязких нефтей необходим, по существу, весь арсенал колтюбинговых буровых установок и установок для капитального ремонта скважин. ☉

APPLICATION OF XANTHAN DENSIFIERS FOR ACID TREATMENT OF CARBONATE FORMATIONS

ПРИМЕНЕНИЕ КСАНТАНОВЫХ ЗАГУСТИТЕЛЕЙ В ПРОЦЕССАХ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

MAGADOVA L.A., SILIN M.A., DAVLETSHINA L.F., EFANOVA O.U.

Gubkin Russian State University of Oil and Gas
Institute of Industrial Chemistry

МАГАДОВА Л.А., СИЛИН М.А., ДАВЛЕТШИНА Л.Ф., ЕФАНОВА О.Ю.

Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина
Институт промышленной химии

The main objective of acid treatment (AT) in carbonate formations is to increase the reservoir permeability in the treated intervals by enlarging the void capacity due the contact of formation with the acid. Various AT modifications differ in composition and number of additives applied: surface acting agents (SAA), different inhibitors, including inhibitors of reaction velocity, corrosion and secondary sedimentation, demulsification agents, densifier and so on, as well as technologies of pumping these compositions into the formation. They have their advantages and disadvantages. The efficiency of any kind of acid treatment of the well is determined by the depth of acid penetration into the formation in active state and the degree of reaction product removal from the well and bottomhole formation zone.

In order to increase the depth of treatment of the carbonate formation such processes as large volume acid treatment (LVAT) and acid hydraulic fracturing (AHF) have been widely applied at oilfields recently. Beside the mentioned additives, various gelling compositions are used in the operations. Among them are acid gels, necessary for acid flow divergence, for enlarging the scope of acid treatment, and obtaining the necessary parameters of fractures during the AHF.

Gelling compositions added to acids also allow to lower friction pressure losses while pumping the gelled acid by means of reduced flow turbulence and to slow down the velocity of the reaction of the acid with carbonate rock.

Xanthan polymers are widely applied as densifiers of acid compositions. They substantially increase the acid viscosity, lower the interphase tension at the boundary with hydrocarbon surface and slow down the velocity of reaction between the acid and the rock.

Xanthan belongs to a group of polysaccharides, i.e. polymeric carbohydrates. Their molecules are composed of monosaccharide remains, connected by

Основное назначение соляно-кислотных обработок (СКО) в карбонатном пласте заключается в увеличении проницаемости коллектора в обрабатываемой зоне за счет увеличения объема пустотного пространства в породе при взаимодействии ее с кислотой. Различные модификации СКО отличаются по составу и количеству применяемых добавок (поверхностно-активных веществ (ПАВ), различных ингибиторов, в т.ч. скорости реакции, коррозии, вторичного осадкообразования, деэмульгаторов, загустителей и т.д.), а также по технологиям закачки этих составов в пласт и имеют свои преимущества и недостатки. Эффективность любого вида кислотных обработок скважины определяется глубиной проникновения кислоты в пласт в активном состоянии, а также полнотой удаления продуктов реакции из скважины и призабойной зоны пласта.

Для большей глубины воздействия на карбонатный коллектор в последнее время на нефтепромыслах широко применяют такие процессы, как большеобъемные кислотные обработки, так называемые БОПЗ и соляно-кислотный гидравлический разрыв пласта (СКР). В этих процессах помимо вышеуказанных добавок используются различные гелеобразующие составы, в т.ч. и кислотные гели, необходимые как для отклонения потока кислоты, с целью увеличения охвата кислотным воздействием, так и для получения необходимых параметров трещин при проведении СКР.

Гелеобразующие добавки к кислотам позволяют также снизить потери давления на трение при закачке гелированной кислоты за счет уменьшения турбулентности потока и замедлить скорость реакции кислоты с карбонатной породой.

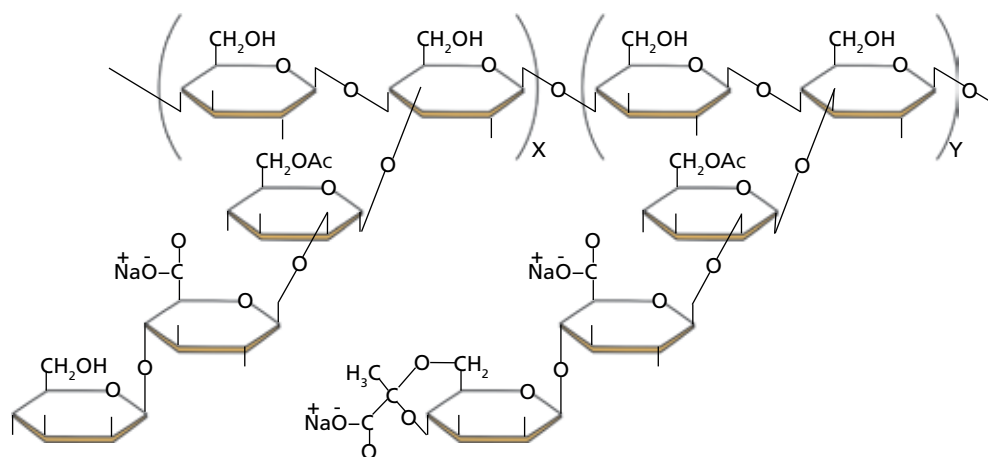


Figure – Xanthan Primary Structure
Рисунок – Первичная структура ксантана

glycosidic linkages. The primary structure of Xanthan is presented at the figure. It is produced by *Xanthomonas campestris* at the growing it on glucose, sugar, starch, corn dextrose and grain stillage [1].

Xanthan molecule has a composite structure. The principal polymer chain is identical to cellulose structure. Its branches (trisaccharide chains) include of glucose, mannose and glucuronic acid, acetyl and pyruvate groups. The number of these groups determine the viscosity of water Xanthan solutions. The molecular weight of Xanthan ranges from $2 \cdot 10^6$ to $15 \cdot 10^6$.

In oil industry Xanthan is used as a reagent for regulating rheologic properties of water solutions, including the weighted fluids, brines, salt-saturated solutions, sea waters and various well-completion fluids. This biopolymer has a number of advantages. Even its small concentrations increase solution viscosity. It has good solids-carrying, emulsifying, dispersive and cutting-carrying capacities. Xanthan possesses good thixotropy and pseudoplasticity, it is resistant to oxidation and enzymatic degradation. It is well compatible with alkalis, acids, salts, surface acting agents, biocides, synthetic and organic jellifiers.

Xanthans are effective in jellifying of hydrochloric acid and obtaining viscosities necessary for AHF at concentration of 2.5 - 5.0 kg per 1 m^3 of the acid composition.

Various types of Xanthan were studied in the laboratory of the Institute of Industrial Chemistry at Gubkin Russian State University of Oil and Gas (Xanthan GUM XCT – for wells with formation temperature below 120°C , Xanthan GUM XC-CH, Xanthan GUM XC-CHD for wells with formation temperature below 105°C , Xanthan and Xanthan 4 for the wells with formation temperature below 90°C).

The researchers estimated the viscosity of acid baths with 12% hydrochloric acid and various types of Xanthans in concentration of 5 kg/m^3 of the acid bath before and after the neutralization by carbonate rock. ►

В качестве загустителей кислотных составов широко применяются полимеры ксантанового ряда, которые дают значительное увеличение вязкости кислоты, снижают межфазное натяжение на границе с углеводородной средой и замедляют скорость реакции кислоты с породой.

Ксантан относится к полисахаридам, т.е. к полимерным углеводам, молекулы которых построены из моносахаридных остатков, соединенных гликозидными связями. На рисунке

представлена первичная структура ксантана. Он синтезируется *Xanthomonas campestris* при росте на глюкозе, сахарозе, крахмале, кукурузной декстрозе и барде [1].

Молекула ксантана имеет сложную структуру – главная цепь полимера идентична строению целлюлозы, в структуру ответвлений – трисахаридных цепей – входят глюкоза, манноза и глюкуроновая кислота, ацетильные и пировинограднокислые группы. Количеством последних определяется вязкость водных растворов с ксантаном. Молекулярная масса ксантана варьируется от $2 \cdot 10^6$ до $15 \cdot 10^6$.

В нефтяной промышленности ксантан используется как реагент для регулирования реологических свойств растворов на водной основе, включая утяжеленные, соленые и соленасыщенные растворы, растворы на основе морской воды, различные жидкости для заканчивания скважин. Этот биополимер имеет ряд преимуществ: увеличивает вязкость раствора уже при небольших концентрациях; обладает прекрасной удерживающей, эмульгирующей, диспергирующей и выносящей способностью; имеет хорошую тиксотропность и псевдопластичность; устойчив к окислению и ферментативному разложению; хорошо совместим со щелочами, кислотами, солями, поверхностно-активными веществами, биоцидами, синтетическими и органическими загустителями.

Ксантаны эффективно загущают соляную кислоту с получением вязкостей, необходимых для СКР при концентрациях 2,5–5,0 кг на один m^3 кислотного состава.

В лаборатории Института промысловой химии при РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина были исследованы различные марки ксантанов (Xanthan GUM XCT – для скважин с пластовой температурой ►

Полимер Polymer	Dynamic viscosity, mPa·s Динамическая вязкость, мПа·с	
	Before neutralization до нейтрализации	After neutralization после нейтрализации
Xanthan GUM XCT	60	1142
Xanthan GUM XC-CH	8	44,6
Xanthan XC-CHD	121,9	1695,7
Xanthan	114,9	1268,8
Xanthan 4	125,5	980,2
Table – Changes in Acid solution Viscosity after Neutralization Таблица – Изменение вязкости кислотного раствора после нейтрализации		

The results of the researches are summed up in the table.

The researchers applied to the following procedure. At first they estimated dynamic viscosity of the acid composition under the temperature of 20°C with the viscometric method, using capillary viscosimeter “ВПЖ-3”. Then the calculated amount of marble aggregate was added to the acid composition and left there for 24 hours until the carbonate got fully dissolved. After that they assessed gel viscosity after neutralization.

According to the table, acid gels substantially (by 5–20 times) increased their viscosity after neutralization.

The obtained results suggest that after the acid bath reacts with the formation, the viscosity of the acid gel increases preventing new acid portions from farther penetration to the treated pores of the reservoir. New portions of acid will move to the untreated sections of the formation enlarging the area of acid impact. At the same time the viscosity of neutralized acid composition will hamper the movement of the reaction products off the formation.

On the one hand, AHF and LVAT require lower gel viscosity after the operation, because it has to be removed from the well. On the other hand, high gel viscosity will help better treatment of new formation zones with the acid. In this regard, we believe that gels increasing the viscosity after neutralization are not suitable for AHF and LVAT technologies, in which continuous gel lining is practiced. They can be used only in technologies with alternate supplies of “gel – acid” packages.

REFERENCES

1. Biotechnology. Principles and Application. Trans. from English / Edited by I. Higgins, D. Best and J. Jones. – М.:, 1988. – 480 p., illustrated.

до 120 °С, Xanthan GUM XC-CH, Xanthan GUM XC-CHD – для скважин с пластовой температурой до 105°C, Xanthan и Xanthan 4 – для скважин с пластовой температурой до 90°C).

В ходе исследований определялась вязкость кислотных растворов, содержащих 12%-ю соляную кислоту и различные марки ксантанов в концентрации 5 кг/м³ кислотного раствора как до, так и после нейтрализации карбонатной породой. Результаты исследований представлены в таблице.

Методика исследований такова: первоначально определялась динамическая вязкость кислотного состава при температуре 20°C вискозиметрическим методом на капиллярном вискозиметре ВПЖ-3,

затем в кислотный состав добавляли расчетное количество мраморной крошки и оставляли его на сутки до полного растворения карбоната, после чего определяли вязкость геля после нейтрализации.

Как видно из таблицы, кислотные гели значительно (в 5–20 раз) увеличили свою вязкость после нейтрализации.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что после реакции кислотного состава с породой вязкость кислотного геля увеличивается, что будет препятствовать дальнейшему проникновению в обработанные поры коллектора новых порций кислоты, а новые порции кислоты будут отклоняться в еще не обработанные участки пласта, что будет способствовать увеличению охвата пласта кислотным воздействием. В то же время увеличивающаяся вязкость нейтрализованного кислотного состава будет затруднять вынос продуктов реакции из пласта.

С одной стороны, при СКР и БОПЗ необходимо снижение вязкости геля после проведения операции с целью последующего выноса его из скважины. С другой стороны, повышенная вязкость геля будет способствовать более глубокой обработке кислотой новых участков пласта. В связи с этим, с нашей точки зрения, гели, увеличивающие вязкость после нейтрализации, не применимы для технологий СКР и БОПЗ с использованием сплошного геля и могут применяться только в технологиях с использованием чередующихся пачек гель – кислота.

ЛИТЕРАТУРА

1. Биотехнология. Принципы и применение: пер. с англ./ Под ред. И. Хиггинса, Д. Беста и Дж. Джонса. – М., 1988. – 480с.: ил.

APPLICATION OF COILED TUBING TECHNOLOGIES FOR EXTINGUISHING OPEN OIL AND GAS GUSHERS

ПРИМЕНЕНИЕ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ОТКРЫТОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ФОНТАНА

¹GEIKHMAN M.G., ²CHABAYEV L.U., ³ZOZULYA G.P., ⁴KUSTYSHEV A.V., ⁵LISTAK M.V., ³LAKHNO Y.U., ⁵KUSTYSHEV D.A., ²YAKOVENKO D.N.

¹Kubangazprom, ²Gazobezopasnost, ³Tumen State O&G University, ⁴Tumen Giprogaz R&D Institute, ⁵Gazprom Severpodzemremont

¹ГЕЙХМАН М.Г., ²ЧАБАЕВ Л.У., ³ЗОЗУЛЯ Г.П., ⁴КУСТЫШЕВ А.В., ⁵ЛИСТАК М.В., ³ЛАХНО Е.Ю., ⁵КУСТЫШЕВ Д.А., ²ЯКОВЕНКО Д.Н.

¹ООО «Кубаньгазпром», ²ООО «Газобезопасность», ³ТюмГНГУ, ⁴ООО «ТюменНИИгипрогаз», ⁵ООО «Газпром северподземремонт»

Extinguishing oil and gas gushers usually includes the following operations: removal of burnt-out equipment from the wellhead, extinguishing fire, setting isolation valves on the wellhead and killing of the well [1].

Depending on technical conditions of the gushing hole and the power of the gusher the following methods can be used to extinguish the open gusher [2]:

- draining out gas to specially drilled inclined holes;
- intensive extraction of gas from the bottom-hole zone of the blowing well through specially drilled inclined holes;
- waterflooding of gas zones;
- pumping kill fluids to the designed point of the well bore;
- making an isolation bridge (artificial packer) in the well bore;
- caving the hole with underground explosions;
- sealing the wellhead and its further squeezing with kill fluids.

Sealing the wellhead and squeezing it with kill fluids is the most frequently used method in the fields of the Far North [3]. In order to seal the wellhead isolation valves are set on the burning wellhead of gushing well with the help of pulling constructions, i.e. not extinguishing the fire on the wellhead. In order to prevent inflammation and damage to the isolation valves the wellhead is sprayed through fire monitors [4].

As a rule, the fire monitors are installed at regular distances around the wellhead along the arc of 210–270 degrees, 6–8 m windward from the wellhead, but not farther than 15 m. The pressure in front of the shaft is 60–80 m. The water jets are directed under the flame base and

Ликвидация открытых нефтегазовых фонтанов обычно осуществляется путем освобождения устья от сгоревшего оборудования, тушения пожара, наведения на устье запорной арматуры и глушения скважины [1].

В зависимости от технического состояния фонтанирующей скважины и мощности фонтана применяются следующие методы ликвидации открытого нефтегазового фонтана [2]:

- отвод газа в специально пробуренные наклонные скважины;
- интенсивный отбор газа из призабойной зоны пласта фонтанирующей скважины через специально пробуренные в эту зону наклонно направленные скважины;
- заводнение газового пласта;
- закачивание жидкости глушения в ствол скважины на расчетном режиме;
- создание изоляционного моста (искусственного пакера) в стволе скважины;
- обрушение ствола с помощью подземных взрывов;
- герметизация устья скважины с последующим ее задавливанием жидкостью глушения.

На месторождениях Крайнего Севера чаще всего применяется метод герметизации устья скважины с последующим ее задавливанием жидкостью глушения [3]. Причем герметизация устья осуществляется путем наведения запорной арматуры с помощью различных конструкций натаскивателей на горящее устье фонтанирующей скважины, то есть без тушения пожара на устье скважины. Для предотвращения возможного возгорания и повреждения запорной арматуры и натаскивателя предусмотрено орошение устья скважины, которое осуществляется с помощью лафетных (пожарных) стволов [4].

Обычно лафетные стволы размещают равномерно вокруг устья скважины по дуге 210–270 градусов с

than are simultaneously sent upwards along the gusher axis until the fire is extinguished. In case the flame bursts downwards, the water spays are reset and the attack repeats. In order to provide simultaneous work, the leading spray is selected and serves as orientation for the others [5].

The method was tested at extinguishing an artificial gusher at the test range in Urengoi field. The researchers discovered that regular location of fire monitors is effective only in still weather with the temperature over -10°C . When the temperature is lower, water sprays produce a fog that hinders effective spray management. The best solution is to install fire monitors 2-3 m from each other. Even under the temperature of -40°C fire teams see each other. Besides, spraying with fire monitors should be started at a distance of 15 m, but than the teams should gradually approach the wellhead on a signal of the leading team.

In its turn the wind improves visibility and operative situation at the wellhead of the gushing well. Yet in this case the teams should be located closer to each other and approach the wellhead windward [6].

Under conditions of impassability the isolation valves are directed at the wellhead with the help of rope slings and the so-called "tackling", which includes a light frame with a beam and two bulldozers. The isolation valves are hung on the beam and the bulldozers drag them to the wellhead and direct the valves at the wellhead with the help of rope slings. Such tackling provides for shutting off operations in off-road conditions. It is simple and doesn't need big investment or operational expenditures.

The well is killed by means of tubing located in the well. Yet, their technical state after the gusher is unknown. They often have break points. The production string may also appear untight. In this case the killing fluid delivered into the well may not reach the pay zone and fail to kill the well.

This was the case with the gushing well № 450 at Fedorovsk Field (NGDU "Fedorovskneft", JSC "Surgutneftegaz"). The planned inspection of the operating stock revealed a gas-oil flaw in the side outlet of the X-mas tree head. The flaw had already turned into substantial showings of oil, gas and water. Well killing attempts made through the tubing inside the well didn't pay off. In spite of 600 m^3 of liquid pumped into the well, it wasn't killed. It meant that either an oil string or a production string was untight. During the operations the gas-oil mixture self-ignited. The gush didn't have a regular form and couldn't be extinguished with regular methods.

That is why the X-mas tree was removed from the wellhead in order to achieve a contact flame

наветренной стороны на расстоянии 6–8 м от устья, но не далее 15 м. Напор перед стволом – 60–80 м. Водяные струи сначала вводятся под основание пламени, затем одновременно перемещаются вверх по оси фонтана до полного гашения пламени. В случае прорыва пламени вниз водяные струи опускаются в исходное положение, и атака повторяется. Для синхронной работы стволов выделяется один ведущий ствол, по которому ориентируются все остальные [5].

Данная методика была применена при тушении учебного фонтана на опытном полигоне Уренгойского месторождения. Было выявлено, что равномерное размещение лафетных стволов правомочно только в безветренную погоду и при температуре окружающего воздуха выше минус 10°C . При более низкой температуре от водяных струй образуется туман, мешающий оперативному управлению процессом орошения. Оптимальным вариантом размещения лафетных стволов является сближение их до 2–3 м друг к другу (даже при температуре окружающего воздуха минус 40°C лафетные расчеты не теряют друг друга из видимости). Кроме того, орошение лафетными стволами действительно необходимо начинать с расстояния от устья, равного 15 м, но не оставаться на месте, а по командам ведущего лафетного расчета осуществлять постепенное перемещение лафетных стволов к устью скважины.

В свою очередь наличие ветра улучшает взаимную видимость лафетных расчетов и оперативную обстановку на устье фонтанирующей скважины, но в то же время требует, чтобы лафетные стволы были размещены более компактно и с наветренной стороны [6].

Наведение запорной арматуры на устье фонтанирующей скважины в условиях бездорожья осуществляется в основном с помощью канатного натаскивателя, так называемой канатной оснастки, в которую входят легкая рама с траверсой и два гусеничных трактора (бульдозера). На траверсе подвешивается наводимая запорная арматура, а тракторы предназначены для подтаскивания к устью скважины этой рамы и наведения на устье запорной арматуры с помощью канатных петель. Такая канатная оснастка обеспечивает возможность проведения ликвидационных работ при отсутствии дорог. Она проста и не требует больших капиталовложений и эксплуатационных затрат.

Глушение скважины осуществляется через находящиеся в скважине насосно-компрессорные трубы. Однако их техническое состояние после фонтана неизвестно, зачастую они имеют разрывы. Негерметичной может оказаться и эксплуатационная колонна. В этом случае подаваемая в скважину жидкость глушения может не достичь продуктивного пласта и не заглушить скважину.

Именно такая ситуация сложилась на фонтанирующей скважине № 450 Федоровского месторождения (НГДУ «Федоровскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз»).



При плановом обследовании эксплуатационного фонда на боковом отводе трубной головки фонтанной арматуры был обнаружен газонефтяной свищ, переросший в достаточно мощное нефтегазоводопроявление. Попытки глушения скважины через находящиеся в скважине насосно-компрессорные трубы положительного эффекта не дали. В скважину было закачено более 600 м³ жидкости, но заглушить её не удалось, что свидетельствовало о негерметичности либо лифтовой колонны, либо эксплуатационной колонны. В процессе работ произошло самовоспламенение газонефтяной смеси. Фонтан был некомпактный и не позволял осуществить его тушение обычными способами.

Поэтому был осуществлен сброс фонтанной арматуры с устья, в результате чего была получена контактная струя пламени, которая спустя некоторое время самопроизвольно потухла.

В процессе обследования устья был обнаружен сильный абразивный износ колонной головки. Пришлось данную колонную головку демонтировать,

jet, which spontaneously went extinct in a while.

Examination of the wellhead revealed a strong abrasive deterioration of the surface string head. The string head had to be dismantled and the gas-oil fluid leaking from the well was set afire for safety reasons. After the repeated fire extinguishing isolation valves were set on the wellhead.

Under conditions of an untight oil string and possibly untight production string the best solution was to lower smaller wash-over tubing or coiled tubing inside the oil string [7]. Since coiled tubing diameter are smaller than the diameter of wash-over tubing and, what is very important, bear fewer risks because of their integrity in comparison with the sections of wash-over tubing, a reasonable decision to kill the well with the help of a coiled tubing was taken.

The result was positive. The well was killed in shorter terms than it could be killed with the help of wash-over tubing.

For the first time in the history of Western Siberia, an experiment on extinguishing oil and gas gusher with the help of a coiled tubing unit was made.

а для обеспечения безопасности работ истекающую из скважины газонефтяную струю поджечь. После повторного тушения пожара на устье скважины была наведена запорная арматура.

В условиях негерметичности лифтовой колонны и возможной негерметичности эксплуатационной колонны наиболее оптимальным способом мог бы стать спуск во внутреннюю полость лифтовой колонны либо промывочных труб меньшего диаметра, либо гибкой трубы колтюбинговой установки [7]. В связи с меньшим диаметром гибкой трубы по сравнению с диаметром промывочных труб, а главное, в связи с большей безопасностью спуска гибкой трубы по причине ее целостности по сравнению с секционностью промывочной колонны, было принято достаточно обоснованное решение: проводить глушение скважины с помощью гибкой трубы.

Результат оказался положительным. Скважина была заглушена, причем в более короткие сроки, чем если бы глушение проводилось с помощью промывочных труб.

Впервые на месторождениях Западной Сибири был проведен эксперимент по ликвидации открытого газонефтяного фонтана с помощью гибкой трубы колтюбинговой установки.



ОАО «СИБНЕФТЕМАШ»

В зарубежной технологии добычи нефти и газа с середины 60 годов прошлого века применяется гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ) или «Колтубинг».

В настоящее время и в отечественном нефтесервисе данная технология является одной из самых динамично развивающихся и применяется очень широко – от бурения до капитального ремонта скважин.

Одной из самых распространенных операций при помощи ГНКТ является промывка забоя скважин, после ГРП. По традиционной технологии на эту операцию требуется несколько суток. «Колтубинг», в совокупности с разработанной на ОАО «Сибнефтемаш» установкой очистки промывочной жидкости (УО), позволяет сократить это времякратно.

Промывочная жидкость, поднятая из скважины циркуляционным насосом, поступает в установку через сепаратор на газоотделение и на

каскадную очистку от твердой фракции и очищенная, используется для дальнейшей циркуляционной промывки. Очистка емкости от шлама производится через люки вручную, либо с помощью шнека. Выделенный газ отводится через газоотводную трубу.

Рабочее положение емкости горизонтальное.
Номинальный объем емкости 35-45 м³.
Рабочее давление – налив.
Установка соответствует правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03 и правилам дорожного движения.

Установка может быть изготовлена в следующих исполнениях:

- на тракторном прицепе;
- на полуприцепе;
- утепленная пенополиуретаном или теплоизоляционным покрытием "Thermal-Coat."

В качестве дополнительного технологического оборудования возможна установка:

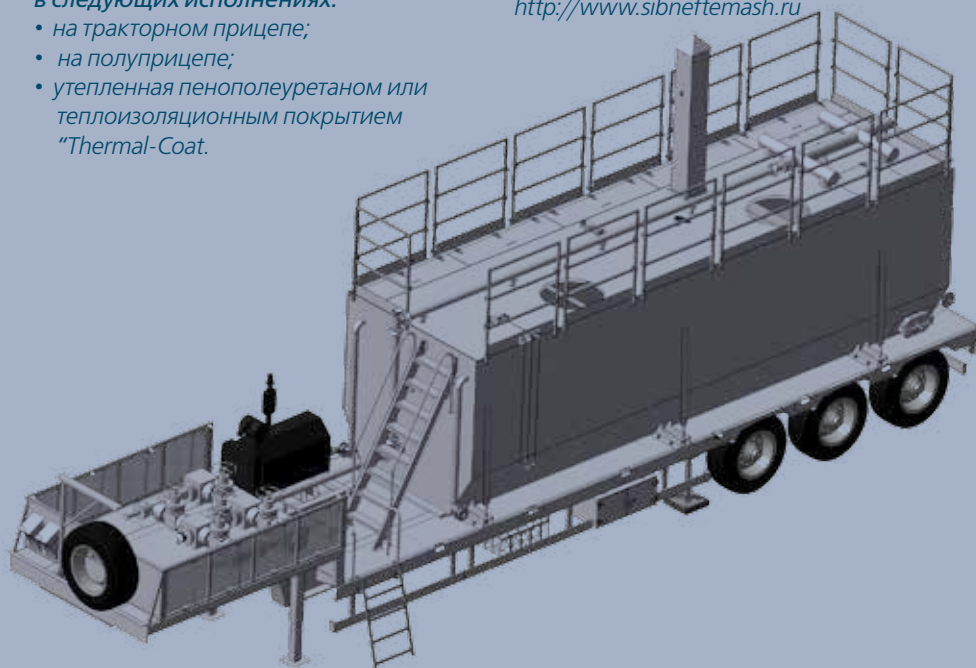
1. Шнекового конвейера с автономным приводом или от тягача.
2. Штуцерного манифольда отечественного или импортного производства;
3. Насоса с автономным приводом для циркуляции и опорожнения емкости;
4. Емкость оборудована линией для пропарки емкости, манифольдами, рукавами высокого давления, коленами шарнирными.

Контактные телефоны:

8(3452) 762-306, 762-305

2. E-mail: snm@sibneftemash.ru,

<http://www.sibneftemash.ru>



While analyzing the results of the works, some disadvantages of the implemented method can be observed.

Setting isolation valves was done after extinguishing the fire with fire monitors. As a result the emergency works took longer time and valuable hydrocarbon resources were lost.

According to the authors, there was no need in removing the X-mas tree from the wellhead and coiled tubing could be used to kill the well from the very beginning. While a coiled tubing unit was approached and assembled on the wellhead, spraying of the wellhead could be already underway through the same coiled tubing.

Nevertheless, the experience suggests the following method of extinguishing the oil and gas gusher.

The X-mas tree should be removed from the wellhead with the help of cannon. The oil and gas gusher should take a regular form. Than isolation valves are set on the wellhead with the

Анализируя результаты работ, следует отметить некоторые недостатки примененной технологии.

Наведение запорной арматуры осуществлялось после тушения пожара лафетными стволами, что привело к увеличению продолжительности аварийно-ликвидационных работ и безвозмездной потере ценнейшего углеводородного сырья.

По мнению авторов, не было необходимости в сбросе фонтанной арматуры с устья фонтанирующей скважины, можно было сразу осуществить глушение скважины с помощью гибкой трубы. При этом орошение устья скважины можно было бы начать через саму гибкую трубу уже в процессе подъезда и монтажа колтубинговой установки на устье скважины.

Тем не менее полученный опыт позволяет рекомендовать ликвидацию открытого нефтегазового фонтана следующим образом.

С помощью пушки отстрелить и сбросить с устья фонтанную арматуру. Получить компактный нефтегазовый фонтан. Навести на устье фонтанирующей скважины с помощью канатного или гидравлического

help of sling or hydraulic constructions, preferably a swivel joint. During the process constant spraying is performed with the help of flexible pipes, installed on the frame and beam of the covering construction (patents of RF №2231627, №2261982, application of RF №2008111386). After that the well is killed with coiled tubing lowered inside the oil string by the coiled tubing unit.

Thus, the authors suggest a new method of shutting off oil and gas gushers in conditions of Far North with a coiled tubing unit without preliminary fire extinguishing. The new technologies combined with the methods that are already in use will provide for fast extinguishing of open oil and gas gushers occurring during construction, exploitation and service of the wells even if there are no roads around. The method will also curb losses of valuable hydrocarbon resources, guarantee environmental safety of the territories adjoining oil and gas fields.

REFERENCES

1. Prevention of Showing of Gas and Open Gushers at Well Workover in Harsh Conditions of Far North / L.U. Chabayev, A.V. Kustyshev, G.P. Zozulya, M.G. Geikhman.–M.: IRC Gazprom, 2007.–189 p.
2. Equipment and Tools for Gushers Prevention and Liquidation: Reference book / V.R. Radkovskiy, D.V. Riymchuk, Yu.E. Lenkevich, O.A. Blokhin.–M.: Nedra, 1996.–376 p.
3. Bakeev R.A., Zozulya G.P., Kustyshev A.V., Kustyshev I.A., Urosov S.A., Chabayev L.U., Chizhova T.I. Prevention of Emergency Gushing of Gas Wells and Recovery of Its Production: Inform. Review "Drilling of Gas and Gas Condensate Wells". – M.: IRC Gazprom, 2003.–55 p.
4. Geikhman M.G., Zozulya G.P., Kustyshev A.V., Kleschenko I.I., Obidnov V.B., Sizov O.V., Chabayev L.U., Bakeev R.A. New Completion and Recovery of Gas Wells with Its Gushing and Fire Safety on the Fields of Far North: Inform. Review. Development of Gas and Gas Condensate Fields. – M.: IRC Gazprom, 2005.–99 p.
5. Povzik Ya. S. Fire Tactics.–M.: Publishing House "Sroytehnika", 2001.– 413 p.
6. Sizov O.V., Kustyshev A.V., Zozulya G.P., Syzrantsev V.N., Chabayev L.U., Chizhova T.I., Yakovenko D.N., Lakhno E.Yu. Control of the Gushers at the Well Workover in Harsh Conditions of Far North: Inform. Review. Development and Exploitation of Gas and Gas Condensate Fields. – M.: IRC Gazprom, 2007.–181 p.
8. Geikhman M.G., Zozulya G.P., Kustyshev A.V., Listak M.V. Problems and Prospects of Coiled Tubing Technologies in Gas Production Industry: Inform. Review. Development of Gas and Gas Condensate Fields.– M.: IRC Gazprom, 2007.–112 p.

натаскивателя, предпочтительно шарнирного, запорную арматуру с постоянным орошением через специальные гибкие шланги, размещенные на раме и траверсе натаскивателя (патенты РФ №2231627, №2261982, заявка РФ №2008111386). Заглушить скважину спуском во внутреннюю полость находящейся в скважине лифтовой колонны гибкой трубы колтюбинговой установки.

Таким образом, для условий месторождений Крайнего Севера авторами предлагается новый метод ликвидации открытых нефтегазовых фонтанов с применением гибкой трубы колтюбинговой установки без первоначального тушения пожара. Новая технология наряду с уже освоенными позволит в кратчайшие сроки ликвидировать открытый нефтегазовый фонтан, возникший в процессе строительства, эксплуатации или ремонта скважин, в том числе при отсутствии автомобильных дорог, сократить безвозвратные потери ценнейшего углеводородного сырья, обеспечить экологическую безопасность прилегающих к месторождениям нефти и газа территорий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Предупреждение газопроявлений и открытых фонтанов при ремонте скважин в экстремальных условиях Крайнего Севера / Л.У. Чабаев, А.В. Кустышев, Г.П. Зозуля, М.Г. Гейхман.–М.: ИРЦ Газпром, 2007.–189 с.
2. Оборудование и инструмент для предупреждения и ликвидации фонтанов: Справочник / В.Р. Радковский, Д.В. Рымчук, Ю.Е. Ленкевич, О.А. Блохин.–М.: Недра, 1996.–376 с.
3. Бакеев Р.А., Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Кустышев И.А., Урозов С.А., Чабаев Л.У., Чижова Т.И. Предотвращение аварийного фонтанирования газовых скважин и восстановление их продуктивности: Обз. информ. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин.- М.: ИРЦ Газпром, 2003.–55 с.
4. Гейхман М.Г., Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Клещенко И.И., Обиднов В.Б., Сизов О.В., Чабаев Л.У., Бакеев Р.А. Расконсервация и восстановление газовых скважин с обеспечением их фонтанной и пожарной безопасности на месторождениях Крайнего Севера: Обз. информ. Сер. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений.- М.: ИРЦ Газпром, 2005.–99 с.
5. Повзник Я.С. Пожарная тактика.–М.: Изд-во «Стройтехника», 2001.– 413 с.
6. Сизов О.В., Кустышев А.В., Зозуля Г.П., Сызранцев В.Н., Чабаев Л.У., Чижова Т.И., Яковенко Д.Н., Лакно Е.Ю. Управление фонтанами при ремонте скважин в экстремальных условиях Крайнего Севера: Обз. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2007.–181 с.
8. Гейхман М.Г., Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Листак М.В. Проблемы и перспективы колтюбинговых технологий в газодобывающей отрасли: Обз. информ. Сер. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений.–М.: ИРЦ Газпром, 2007.–112 с.

Кабельное спуско-подъёмное оборудование

- Головка для регулировки закачки смазки Enviro™



- Шаровой контрольный клапан

- Выпускной клапан
- Ловитель инструмента

- Секции лубрикатора

- Ловушка для инструмента

- Переходник для экспресс-испытания

- Лёгкий клапан для кабеля

- Устьевой переходной фланец

- Переходник для всасывания



Модуль управления "E-Lite" серии 5



«Лёгкий» клапан для кабеля



Плашка конструкции Q-Guide™

www.elmar.co.uk

ELMAR - ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

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



FIDMASH - ГОЛОВНОЙ ОФИС В МИНСКЕ

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



Two Million Tons by Side-Tracks Два миллиона тонн вторыми стволами



N. KARTASH, BelNIPIneft

At present RUE PA Belorusneft is at such level of development when maintenance of stable level of oil production would be impossible without introduction of up-to-date exploitation methods aimed at recovery of remaining reserves. That is why such methods as electric and vibration effect, thermal and acoustic treatment, terrigenous zone fracturing and hydrochloric acid fracturing of carbonate formation are used along with conventional ones (drilling of new wells, reservoir pressure maintenance and oil displacement by injected water). Still best results were achieved after introduction of two main new methods – side-tracks drilling and activities on oil recovery enhancement.

Up till now two million tons of hydrocarbons were produced in Belorusneft from reductive wells by the method of lateral drilling, or sidetracking. It should seem that the amount is not great for almost ten years of systematical mastering of this technology. Still there have been significant achievements during the years of hard slog: brilliant engineering boons, successful technological solutions, the whole fleet of efficiently working machinery, and the team of qualified personnel. Broad experience was gained in the challenging geological

Н. КАРТАШ, БелНИПИнефть

В настоящее время РУП ПО «Белоруснефть» находится на такой стадии развития, когда без внедрения современных методов разработки, направленных на доизвлечение остаточных запасов, поддержание стабильного уровня нефтедобычи было бы невозможным. Поэтому наряду с традиционными методами (бурение новых скважин, организация систем поддержания пластового давления и вытеснение нефти закачиваемой водой) применяются и такие, как электро- и вибровоздействие, акустические и тепловые методы, гидроразрыв терригенных пластов и солянокислотный разрыв карбонатных пластов и т.д. Однако максимальный эффект получен от внедрения двух основных новых методов: бурения вторых стволов и мероприятий по повышению нефтеотдачи залежей.

На данный момент в объединении «Белоруснефть» из восстановительных скважин методом бурения второго ствола добыто два миллиона тонн углеводородного сырья. Казалось бы, небольшие объемы за десять неполных лет системного освоения данной технологии. Однако за годами напряженной работы – яркие инженерные находки, удачные технологические решения, целый флот эффективно работающей техники, команда квалифицированных специалистов. Накоплен огромный опыт в сложных геологических условиях Припятского прогиба, что, по сути, является бесценным достоянием объединения.

conditions of Pripyat trough which is, in substance, invaluable property of the company.

Evolution of the method is one of the aspects of many-faceted industrial activity of the company. Its content is not crucial only due to the fact that real oil is produced, which has become essential support in fulfillment of production plans. We witness painstaking work of well workover technicians, institution personnel, geologists, geophysicists, oil-and-gas-recovery professionals and other staff members who have made one of the methods of geological and engineering operations the most effective means of additional oil recovery.

At the end of 1997 during one of the meetings in the institute BelNIPIneft preferable directions of additional oil recovery increase were discussed. It was then when the question of fundamental changes in the lateral drilling technology as one of the most promising opportunities to insure production was raised. It can't be called an absolutely new one for the enterprise: in early 1990s workover team of NGDU Rechitsaneft drilled five side-tracks in the wells of Ostashkovichsky, Zolotukhinsky and Yuzno-Ostashkovichsky fields. Their efficiency proved to be low.

Still it was vitally important to get back to the previous methods in order to keep production at the set level. Target programme aimed at reconstruction of idle well stock, which was adopted in 1998, became a new stage in mastering of the method. It was in 1998 when experience of the previous years, often gained by trail-and-error method, made it possible to introduce systematic, carefully planned activities, which proved chosen priorities to be right ones.

One can outline several stages in the history of lateral drilling in Belarus. The first one is from 1990 to 1997, when five side-tracks were drilled, as it was previously mentioned. Side-tracking was chosen because there was

Target programme aimed at reconstruction of idle well stock, which was adopted in 1998, became a new stage in mastering of the method. It was in 1998 when experience of the previous years, often gained by trail-and-error method, made it possible to introduce systematic, carefully planned activities, which proved chosen priorities to be right ones.

Принятая в 1998 г. целевая программа по восстановлению ликвидированного фонда скважин стала новым этапом в освоении метода. Именно с 1998-го накопленный опыт предыдущих лет, зачастую полученный «методом проб и ошибок», позволил выйти на системную, четко спланированную деятельность, подтвердившую правильность избранных приоритетов.

Эволюция метода – всего лишь страница в летописи многогранной производственной деятельности предприятия. Ее содержание интересно не только тем, что в итоге получена реальная нефть, ставшая существенным подспорьем в выполнении производственных планов. Перед нами раскрывается кропотливый труд ремонтников скважин, сотрудников института, геологов, геофизиков, специалистов нефтегазодобычи, работников других служб, которые своими настойчивостью и усердием сделали один из методов геолого-технических мероприятий эффективнейшим способом дополнительной добычи нефти.

В конце 1997-го на одном из совещаний в БелНИПИнефть рассматривались приоритетные направления по увеличению дополнительных объемов добычи. Тогда, что называется, ребром встал вопрос о коренных изменениях в технологии бурения вторых стволов как одной из перспективнейших возможностей стабилизации добычи. Абсолютно новым для объединения назвать его было нельзя. Ведь еще в начале 90-х цехом капитального ремонта НГДУ «Речицанефть» были пробурены пять вторых стволов на скважинах Осташковичского, Золотухинского и Южно-Осташковичского месторождений. Их эффективность оказалась низкой.

Но жизнь заставила вновь вернуться к, казалось бы, уже пройденному пути, надо было удерживать добычу на заданном уровне. Принятая в 1998 г. целевая программа по восстановлению ликвидированного фонда скважин стала новым этапом в освоении метода. Именно с 1998-го накопленный опыт предыдущих лет, зачастую полученный методом проб и ошибок, позволил выйти на системную, четко спланированную деятельность, подтвердившую правильность избранных приоритетов.

В истории бурения вторых стволов в Беларуси можно выделить несколько этапов. Первый включает период с 1990-го по 1997-й, когда вторыми стволами, как уже упоминалось выше, были пробурены 5 скважин. Бурение вторых стволов было вызвано наличием на забое металла, что не позволяло вести ремонтные работы в скважинах для

восстановления основного ствола.

Вторые стволы забуривались маломощными установками, были неориентированными, длина их составляла всего 10-50 метров. Заканчивались эти стволы открытым забоем без спуска «хвостовиков».

Второй этап начинается с 1998 г., с принятия целевой Программы по восстановлению ликвидированного фонда скважин. Бурение вторых стволов имело своей целью решение

metal in the bottomhole, so no well intervention was possible in order to reconstruct the main bore. Lateral drilling was accomplished with the help of light-weight units, it was non-oriented with the bore length of 10-50 meters. New holes were completed as uncased boreholes without any liners.

The second stage began in 1998 when the target programme aimed at reconstruction of idle well stock was adopted. Lateral drilling was to solve three main problems: reconstruction of the designed well pattern; lateral drilling in zones where isolation squeeze cementing work didn't give the desired effect; reconstruction of idle prospect and exploratory wells which were out of use.

It was preceded by considerable analytical work. Since 1997 the whole producing well stock has been reconsidered. There were 1,443 drilled wells in balance of NGDU Rechitsaneft, 689 of them were idle, among them 479 on geological grounds and 210 on technical ones. Replenishment to the producing stock was to be chosen from these idle wells. The main criteria for choosing this or that well included the amount of remaining reserves per one well of producing stock, presence of idle wells on the field, necessity to reconstruct the designed well spacing pattern, presence of residual oil-filled formations according to downhole logging data, the design of the well.

Programme implementation began at bigger fields – Rechitskoye and Ostashkovichskoye; they can be characterized by fairly low occurrence depths of oil reservoirs and optimal well position, which gives reasons to expect stable well production rate. It is worth mentioning that two wells from this first stage, 188 Rechitskaya and 250 Ostashkovichskaya are still working, and their production is up to 130,000 tons according to the middle of 2008. Expenses on their drilling have paid off long ago, and now the wells produce net profit.

Even the first successful results have shown that new method is worth making use of, it can help to complete assigned tasks efficiently. We have seen that about 100 wells could be reconstructed, and it would help to increase producing stock by 20%, which would consequently lead to oil production increase. That was the situation which characterized technical improvement of the drilling process itself. Tasks kept becoming more and more complicated, and in 2001 we had already started lateral drilling in all fields, moving deeper.

Lateral drilling was not quite simple, still the first development stage proved to be most painstaking. There was no experience in

трех главных задач: восстановление проектной сетки скважин; бурение второго ствола на участке залежей, где изоляционные работы не давали эффекта; восстановление ликвидированных поисковых и разведочных скважин, не бывших в эксплуатации.

Этому предшествовала большая аналитическая работа. Начиная с 1997 года был пересмотрен весь фонд действующих скважин. На балансе НГДУ «Речицанефть» тогда числилось 1443 пробуренные скважины, в том числе ликвидированных 689, из них по геологическим причинам – 479, по техническим – 210. Вот из этих ушедших «в отставку» скважин и надо было выбрать пополнение для действующего фонда. Их собирались восстанавливать методом бурения второго ствола. Основными критериями для отбора стали: величина остаточных запасов на 1 скважину действующего фонда, наличие на залежи ликвидированного фонда скважин, необходимость восстановления проектной сетки скважин, наличие в разрезе, по данным ПГИ, невыработанных нефтенасыщенных пластов, конструкция скважины.

Работы по реализации Программы начались на наиболее крупных месторождениях – Речицком и



Figure 1 – Mobile Drilling Unit K-125
Рисунок 1 – Мобильная буровая установка K-125

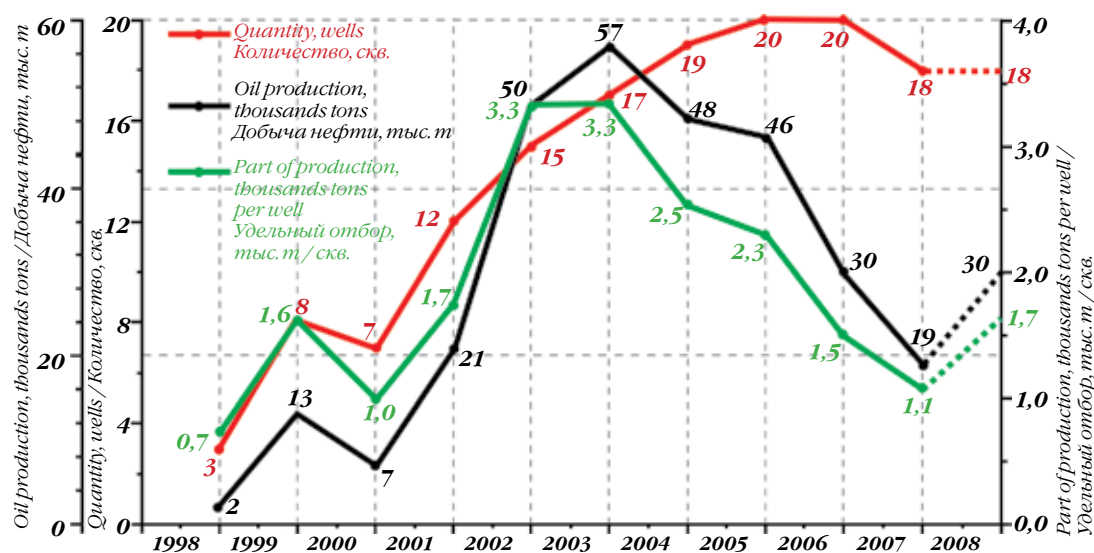


Figure 2 – Drilling New Wellbores in Belarusneft Company in 1998-2007
Рисунок 2 – Бурение новых стволов по РУП «ПО «Беларуснефть» 1998-2007 гг.

construction of such wells. Little experience in this sphere could be shared with Russian colleges. In a word, we had to start from scratch, and the first results could hardly be called optimistic. Many personnel members were quite skeptical about the innovation; they considered it to have no prospects. They had a certain right to think so – we hardly had any equipment to conduct such operations. A-50 units, which were not suitable for the purpose, had to be used; washing out of the well was fulfilled by cementing units. There was also no equipment for drilling mud cleaning, whipstock orienting and borehole curving management. We had lost connection with enterprises producing materials and drilling equipment. Production lacked casing, required boring heads, bottom-hole engines. Moreover, a certain amount of qualified workers, which had experience in Western Siberia, were about to be made redundant. Certain means to reduce expenses on well construction were to be found.

One of the most complicated tasks was to cut out a special hole at the depth of 1.5 – 2.0 km in a metal production casing, the so-called “window”, which served to place drilling tool with the boring head. This drilling tool was to be directed to the target point; otherwise billions rubles would be spent for nothing. Special telemetry systems were required to direct drilling tool movement, but nobody produced them in CIS.

Specialists of BelNIPIneft and scientific development and production center Potensial (Kharkov) have developed their own measure-while-drilling systems 127 and 108 mm in diameter. Almost all activities on their testing, maintenance and borehole curving management

середину 2008 г. составляет 130 тыс. т. Затраты на их бурение давно окупались, и сейчас скважины дают чистую прибыль.

Уже первые положительные результаты показали, что новый метод надо брать на вооружение, с его помощью можно было эффективно решать поставленные перед производством задачи. Мы увидели, что можно восстановить порядка 100 скважин, а это позволит увеличить добывающий фонд на 20 % и, естественно, объемы добычи нефти. Вот на таком фоне началась техническая модернизация самого процесса бурения. Задачи все усложнялись, и уже в 2001 году мы стали осуществлять проводку вторых стволов на всех месторождениях, уходя на большие глубины.

Проводка вторых стволов давалась нелегко, но более всего усилий и затрат потребовалось на первом этапе – этапе становления. Не было опыта работы в строительстве таких скважин. Немного в этой области можно было позаимствовать у коллег-россиян. Словом, начинать пришлось почти с нуля, и первые результаты не давали повода для оптимизма. Многие специалисты предприятия к нововведению относились скептически, считая метод бесперспективным. Такая точка зрения имела право на жизнь: оборудования для проведения подобных работ не было. Приходилось использовать не приспособленные для этой цели установки А-50, промывку скважин осуществляли цементировочными агрегатами. Отсутствовало и оборудование для очистки буровых растворов, и для ориентирования отклонителей и управления искривлением ствола скважин. Прервались связи с заводами-изготовителями материалов и бурового оборудования. Производству не хватало обсадных труб, нужных долот, забойных двигателей. Кроме

Осташковичском, для которых характерны сравнительно небольшие глубины залегания нефтяных пластов и оптимальное расположение скважин, что позволяло ожидать хорошего и устойчивого дебита. Интересная деталь: две скважины из этой первой серии, пробуренные в 1997 году – 188-я Речицкая и 250 Осташковичская, работают до настоящего времени, и добыча по ним на



were fulfilled by the institute personnel immediately at the drill site.

Lateral drilling has become significantly more effective after acquisition of new heavy-payload foreign mobile drilling units. Up-to-date equipment, gained experience, mastered technology which includes application of the best foreign innovations gave a chance to get second wind and insure a real break-through in mastering the method.

Specialists of BelNIPIneft and scientific development and production center Potentsial (Kharkov) have developed their own measure-while-drilling systems 127 and 108 mm in diameter. Almost all activities on their testing, maintenance and borehole curving management were fulfilled by the institute personnel immediately at the drill site.

In September 1997 we had a Canadian mobile drilling rig K-125, which is more effective than that of Romanian origin (figure 1). From that time on we had an opportunity to fulfill complicated workover in almost every well. In 2000 we acquired a high-powered American unit HR1-500, and two more ones in 2001. Time required quick technical upgrade and, naturally, considerable

того, готовилось сокращение численности квалифицированных работников, прошедших школу Западной Сибири. Надо было искать пути снижения затрат на строительство скважин.

Одной из сложных задач стало вырезание в металлической эксплуатационной колонне на глубине 1,5-2,0 км специального отверстия, т.н. «окна», в которое затем проходил буровой инструмент с долотом. Этот буровой инструмент должен быть направлен в проектную точку, а если этого не случится – миллиарды рублей будут выброшены впустую. Для управления движением бурового инструмента нужны были телеметрические системы, а их на просторах СНГ никто не производил.

Специалисты БелНИПИнефть и харьковского НПО «Потенциал» разработали собственные телесистемы – диаметрами 127 и 108 мм. Практически все работы по их испытанию, обслуживанию, а также управлению искривлением ствола скважины непосредственно на буровой делали сотрудники института.

Значительно повысилась эффективность бурения вторых стволов с приобретением новых импортных мобильных буровых установок большой грузоподъемности. Современная техника, приобретенный опыт и наработанная технология с применением новейших разработок ведущих зарубежных производителей буквально открыли второе дыхание, обеспечив настоящий прорыв в освоении метода.

В сентябре 1997 г. появился канадский мобильный буровой станок K-125, более эффективный, чем «румынки» (рис. 1). Мы могли теперь выполнять сложные ремонтно-восстановительные работы практически на любой скважине. В 2000 г. приобретен мощный американский станок HR1-500, в 2001 г. – еще два. Время требовало быстрого технического перевооружения и, разумеется, больших вложений. Приобретать столько дорогостоящей техники и оборудования позволила

программа импортозамещения.

Заокеанские установки прибывали к нам «в усеченном виде». Приобретались базовые блоки, подъемники, мачты, буровые насосы. Затем совместно с ПО «Сейсмотехника» изготавливались блоки очистки бурового раствора, энергетические установки, другое оборудование. Такой подход к подбору

техники и оборудования позволил не только рачительно использовать выделенные средства, но и оптимально приспособить их к нашим геологическим условиям.

Программа восстановления ликвидированных скважин 1998 года выполнена практически полностью, идет третий этап в истории проводки боковых стволов на нашем производстве. Теперь

investment. Acquisition of such expensive machinery and equipment became possible due to the programme of import substitution. Foreign rigs arrived not in full modification. Core modules, pulling units, frames, mud pumps were bought. Then mud fluid treatment units, power plants and other equipment were manufactured in cooperation with PA Seismotekhnika. Such approach towards choosing machinery and equipment made it possible not only to prune the budget, but also create them most suited to our geological conditions.

The 1998 Programme aimed at reconstruction of idle well stock is fulfilled almost completely; nowadays we are facing the third stage in the history of sidetracking. Now laterals are drilled, in majority of cases, in water-producing wells. In order to prove efficiency

of this method institute personnel is trying to answer a wide range of questions. For instance, where the remaining reserves are situated, or in which part of cross-section drilling should be conducted. Today we use the whole range of knowledge

on production history, collector properties of geological horizons, information on work of neighboring wells for the whole period, etc. Considerable analytical work is carried out, to the extent of lateral modeling with the help of modern software Eklips-100.

Work in this direction keeps becoming more and more complicated; there are not only single lateral wells but also dual ones.

Thus far 136 lateral drilling operations have been completed in RUE PA Belorusneft, and production from these wells is likely to reach 2.0 million tons by September 1, 2008. As one can see from the diagram (figure 2), maximum annual oil production from laterals was achieved in 2002-2005 – up to 57,000 tons, and in the following years owing to reserves deterioration it reduced.

At present 107 wells reconstructed by lateral drilling are in producing stock. In 2007 298,800 tons of oil was produced from these wells, which makes up about 20% of the net production. It testifies to the correctness of the chosen path, and this direction is likely to be one of successful ones in geological and engineering operations carried out by the enterprise. As for the nearest future, the company plans to implement the coiled tubing drilling technology for sidetracking. ●

Специалисты института БелНИПинефть и харьковского НПО «Потенциал» разработали собственные телесистемы – диаметрами 127 и 108 мм. Практически все работы по их испытанию, обслуживанию, а также управлению искривлением ствола скважины непосредственно на буровой делали сотрудники института.

они забуриваются в основном на обводненных скважинах. Для их обоснования специалисты института ищут ответы на большой круг вопросов. Например, где расположены остаточные запасы, или в какой части нефтяного разреза необходимо вести бурение. Сегодня используется весь накопленный объем знаний по истории разработки, по коллекторским свойствам пластов, информация о работе соседних скважин за весь период и др. Ведется большая аналитическая работа, вплоть до моделирования проводки второго ствола на современном программном продукте «Эклипс-100».

Работа по данному направлению все время усложняется, некоторые скважины перебуриваются не только вторым стволом, но даже и третьим.

К настоящему времени в РУП ПО «Белоруснефть» пробурено 136 вторых стволов, добыча по ним

на 01.09.2008 г. составит более 2,0 млн. т. Как видно из представленного графика (рис. 2), максимальная годовая добыча нефти из пробуренных вторых стволов была достигнута в 2002-2005 гг. – до 57 тыс. т, в последующие годы из-за ухудшения структуры запасов она снижается.

В настоящее время 107 скважин, восстановленных вторыми стволами, находятся в действующем фонде. В 2007 г. по ним получено 298,8 тыс. т нефти, что составляет 20% от всей добычи. Это свидетельствует о правильности выбранного пути, и данное направление будет занимать достойное место в проводимых геолого-технических мероприятиях. Есть и куда развиваться дальше — в ближайшем будущем планируется освоение технологии бурения вторых стволов на колтюбнге. ●



HOW IT ALL STARTED

New Markets and New Challenges

КАК ВСЕ НАЧИНАЛОСЬ

Новые рынки и новые вызовы



From the very moment of the first coiled tubing unit RANT 10.01M production by the FID group the 10 years passed. During this time the new perfected machines were created, which meet the level of exploitative and operational specifications, accepted in the whole world. You can read about the results of the 10 years work, about the creation of the specialized enterprise FIDMASH and about its association with the world leader in the area of development, production and sales of the various oil and gas equipment National Oilwell Varco (NOV) in the third part of the article.

In spite of the high effectiveness of the RANT 10.01M unit, pay-out period of which made less than 3 months, in 1999 it was decided to develop coiled tubing units of different configuration. Specialists of the UE "Novinka", which is a part of FID group, designed new unit M-10, which was possessed of a whole number of significant advantages as compared with the RANT 10.01M. First of all rig-up and rig-down of the technological equipment

С момента производства группой ФИД первой колтюбинговой установки РАНТ 10.01М прошло 10 лет. За это время были созданы новые, усовершенствованные машины, отвечающие принятому в мире уровню потребительских и эксплуатационных характеристик. Об итогах десятилетней работы, о создании специализированного предприятия ФИДмаш и о его соединении с мировым лидером в области разработки, производства и реализации различного нефтегазового оборудования National Oilwell Varco (NOV) читайте в третьей части статьи.

Несмотря на высокую эффективность установки РАНТ 10.01М, окупаемость которой составила менее трех месяцев, в 1999 году было принято решение о разработке колтюбинговых установок другой конфигурации. Специалисты УП «Новинка», входящего в группу ФИД, спроектировали новую установку – М-10, которая обладала рядом значительных преимуществ по сравнению с РАНТ 10.01М. Во-первых, монтаж-демонтаж технологического оборудования отныне производился без использования автокрана; во-вторых, новая машина обладала более совершенным, надежным инжектором; в-третьих, шасси МАЗ имело более высокую проходимость по сравнению с шасси КРАЗ установки РАНТ 10.01М; в-четвертых, появилась система регистрации и контроля параметров проведения работ с возможностью записи результатов на магнитные носители, была модернизирована система контроля и регистрации технологических параметров работы из кабины оператора, улучшен визуальный обзор барабана с гибкой трубой и многое другое.

ОАО «Газпром» закупило 14 агрегатов М-10 с усилием инжектора до 12 тонн,

from now on was made without using the track crane. Secondly the new unit possessed of a more perfect and reliable injector. Thirdly, MAZ chassis had higher flotation, as compared with the KRAZ chassis of RANT 10.01M. Fourthly, a new system of job control parameters registration with the possibility of recording the results on the magnetic carriers



Coiled Tubing Unit M-10
Колтюбинговая установка М-10

appeared, was modernized the system of control and registration of job technological parameters from the operators cab, the visual field of view of the coiled tubing reel was improved etc.

JSC «Gazprom» bought up 14 of M-10 units with the injector effort up to 12 tones and diameter of the tube from 19 to 50 mm for the carrying out the typical technological operations in the wells on a small and average depth. The new unit excelled the primary model RANT 10.01 in many parameters. With the exploitation of the M-10 the duration of the operations was fundamentally reduced and the effectiveness of the jobs was raised. It was a substantial achievement in the production of the light-weight series units.

Designers of FID group didn't stop at this stage and started a creation of the medium series unit with the effort of injector up to 24 tones and diameter of the tubing up to 50 mm. These units were created for carrying out the whole complex of the workover and reconstructive jobs in average and deep wells.

In 2001 FID group with the involvement of the foreign investor created a specialized designing and producing enterprise FIDMASH, which was intended to the serial production of coiled tubing units.

диаметром трубы от 19 до 50 мм, предназначенных для проведения типовых технологических операций в скважинах на малых и средних глубинах. Новая машина превосходила первоначальный образец РАНТ 10.01 по многим параметрам. С установкой М-10 существенно сократилась продолжительность операций, повысилась эффективность выполняемых работ. Это был существенный прорыв в производстве установок легкой серии.

Конструкторы группы ФИД не остановились на этом этапе и приступили к созданию установки средней серии с усилием инжектора до 24 тонн, с диаметром трубы до 50мм. Эти агрегаты предназначались для проведения всего комплекса ремонтных и восстановительных работ в средних и глубоких скважинах.

В 2001 году группой ФИД с привлечением иностранного инвестора было создано специализированное проектно-производственное предприятие ФИДмаш, предназначенное для серийного производства колтюбинговых установок.

В 2001 – 2004 годах помимо серии легких установок М-10 (М-10А, М-10.01) и серии средних М-20 (М20.01, М20.02), были спроектированы и произведены агрегаты М-30 и М-40. Первая установка – с усилием инжектора 36 тонн и диаметром трубы от 38, 01 мм до 60, 3 мм – предназначена для выполнения операций по бурению боковых стволов и стандартных сервисных работ с использованием колтюбинга. Агрегат М-40 выполняет те же задачи, но усилие его инжектора



Coiled Tubing Unit M-30,
Delivered for Belarusneft
Колтюбинговая установка
М-30, поставленная РУП
ПО «Беларуснефть»

Coiled Tubing Unit M-20, Developed for Schlumberger
Колтюбинговая установка М-20, разработанная по заказу Schlumberger



In 2001-2004, besides the series of light units M-10 (M-10A, M10.01) and medium series M-20 (M20.01, M20.02), M-30 and M-40 units were designed and produced. The first unit with the effort of injector 36 tones and diameter of the tubing from 38.01 to 60.3 mm was created for coiled tubing drilling of side-tracks and for standard workover operations. M-40 unit fulfills the same tasks, but the effort of its injector is 44 tones and the diameter of the coiled tubing is from 50.8 to 88.8 mm.

All this years the process of the perfection of coiled tubing units didn't stop. Many components, which didn't confirm its quality, were replaced by more reliable from the leading world producers, innovating decisions were applied, which allow to start to work for export. SMAPE and Schlumberger became the first foreign customers of FIDMASH in 2004. Entering of the world market meant new challenges, which were successfully met. New more effective design solutions were applied, which appeared as a result of the co-operation with the international service companies.

From 2004 to 2007 FIDMASH produced some dozens of units for fracturing jobs: pumping units, hydration units, blocks of manifolds, carries for proppant and metering devices mainly for Schlumberger. From 2007 FIDMASH is producing complete complex of fracturing equipment, in which the control system and blender are included.

The most important event of 2005 was the appearance of a new investor – National Oilwell Varco (NOV) company. And if the previous investors worked at the level of financial cooperation, the management of NOV started to actively and efficiently take part in all the areas

составляет 44 тонны, а диаметр гибкой трубы от 50,8 мм до 88,9 мм.

Все эти годы не прерывался процесс совершенствования колтюбинговых установок. Многие не подтвердившие свое качество комплектующие заменялись на более надежные от ведущих мировых производителей, применялись инновационные решения, позволившие ориентироваться на экспорт. В 2004-м году первыми покупателями продукции ФИД за пределами СНГ стали SMAPE и Schlumberger. Выход на мировой рынок продиктовал новые требования, которые были успешно выполнены. Были применены более эффективные конструктивные решения, которые возникли в результате работы с международными сервисными компаниями.

В период с 2004-го по 2007 г. ФИДмаш

Coiled Tubing Unit M-30 for Offshore Operations, Delivered for LUKOIL
Колтюбинговая установка М-30 на морской платформе, поставленная ОАО «ЛУКОЙЛ»



произвел несколько десятков отдельных единиц оборудования для ГРП, в основном, по заказу Schlumberger: насосные установки, гидратационные установки, блоки манифольдов, пропантовозы, дозаторы. С 2007 года ФИДмаш производит полный комплекс оборудования для гидравлического разрыва пласта, в состав которого также входят станция контроля и управления и блендер.

Самым значительным событием 2005 года стало появление нового инвестора – компании NATIONAL OILWELL VARCO (NOV). И если предыдущие инвесторы работали на уровне лишь финансовой поддержки, то руководство NOV стало активно и эффективно принимать участие во всех сферах деятельности



Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

9



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

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ И ВНУТРИСКВАЖИННЫМ РАБОТАМ

INTERNATIONAL COILED TUBING & WELL INTERVENTION CONFERENCE

17–19 СЕНТЯБРЯ 2008,
отель «Тюмень», г. Тюмень, Россия

SEPTEMBER 17–19, 2008
Hotel «Tyumen», Tyumen, Russia



CONFERENCE PARTNERS:
ПАРТНЕРЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

Schlumberger

NOV **Fidmarsh.**

FOREMOST

 **Tenaris**
Tubular technologies. Innovative service.



Контакты
Contacts

Владимир Шуринов
Vladimir Shurinov
tel/fax: +7 495 926 6856
E-mail: info@crkt.ru



of FIDMASH activity: in technical development, marketing and production, personnel and the others. The new investor introduced its high quality standards, to which the production of FIDMASH from now on must correspond. Undoubtedly, it couldn't but raise the respect of its clients.

In 2001, up to the initiative of FID group a Non-Commercial Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center" (CTTDC) was created. This organization works for development of new technologies in the coiled tubing area, studying of the coiled tubing application experience, coordination of the relations between a producer and a user, training personnel in the coiled tubing technologies application, publishing a specialized literature.

CTTDC organizes and passes the annual International Coiled Tubing and Well Intervention Conference, the most influential event in this area in CIS region. This annual conference takes place in Tyumen (before 2003 it was carried out in Moscow) and unites the best practitioners, scientists and representatives of the biggest Russian and foreign oil and gas companies.

During 10 years of its activity FID group from nothing became one of the three leading world companies and obvious leader in Europe and Asia in production of coiled tubing units and the other modern equipment for the oil and gas service. More than a half of the production is made for the export and is used by the world leaders of servicing. About a quarter is delivered to the Russian market, the rest – to the CIS region.

In the next issue of the journal you can read about the prospects and goals of FID group in the nearest future. ☉

ФИДмаш: в технической, маркетинговой, производственной, кадровой и др. Новый инвестор привнес свои высокие стандарты качества, которым отныне продукция ФИДмаш должна была соответствовать. Безусловно, это не могло не повысить уважение со стороны клиентов.

В 2001-м по инициативе группы ФИД было создано Некоммерческое партнерство "Центр развития колтюбинговых технологий" (ЦРКТ) - российский аналог. ICoTA. Организация занимается продвижением новых технологий в области колтюбинга, изучением опыта применения длинномерных безмуфтовых труб, координацией связей между производителем и потребителем, обучением кадров в сфере колтюбинговых технологий, изданием специализированной литературы.

ЦРКТ организует и проводит ежегодную Международную конференцию по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам, самое влиятельное мероприятие в этой области на всей территории СНГ. Конференция ежегодно проходит в Тюмени (до 2003 года проходила в Москве) и собирает лучших практиков, ученых и представителей российских и зарубежных нефтегазовых компаний.

За 10 лет деятельности группа компаний ФИД практически с нуля стала одним из трех мировых лидеров и безусловным лидером в Европе и Азии по производству колтюбинговых установок и другого современного оборудования для нефтесервиса. Более половины продукции изготавливается на экспорт и используется мировыми лидерами сервисных услуг. Еще около четверти поставляется на российский рынок, остальное – в страны СНГ.

О задачах, которые ставит перед собой группа ФИД и о перспективах читайте в следующем номере журнала. ☉



FOREMOST

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

«Формост» - это:

- Колесные и гусеничные снегоболотоходы различной грузоподъемности
- Буровые установки для бурения стандартными буровыми трубами
- Гибридные копьюинговые буровые установки
- Верхние приводы различной грузоподъемности
- Инжекторы различной грузоподъемности
- Буровые установки двойного роторного бурения
- Буровые установки с обратной циркуляцией для изысканий
- Системы автоматической подачи труб
- Принадлежности: буферные проводники, амортизационные соединители, роторные вкладыши, буровые трубы с обратной циркуляцией

Мы работаем на российском рынке с 1968 года.

Высококвалифицированные специалисты и сервисный центр в РФ позволяют нам оказывать скорую и всестороннюю поддержку заказчикам.

За дополнительной информацией о продукции и услугах компании обращайтесь в наше Московское представительство.



Формост

Московское представительство «Формост (Кипр) Лимитед»

119180, РФ, Москва, ул. Малая Полянка, д. 12А, офис 11

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

E-mail: foremost@comail.ru

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



TNK-BP 5TH ANNIVERSARY

ПЯТИЛЕТКА ТНК-ВР

TNK-BP appeared 5 years ago as a result of integration of international experience and Russian oil tradition. Currently the company is Russia's third largest oil company in terms of reserves and crude oil production.

Пять лет назад за счёт объединения международного опыта и российской нефтяной традиции появилась ТНК-ВР – компания, которая занимает третье место по величине запасов и объему добычи нефти в России.

RESULTS OF THE FIRST FIVE YEARS

On 1 September 2003, BP and Alfa, Access, Renova (AAR) announced the creation of a strategic partnership to jointly hold their oil assets in Russia and Ukraine. As a result, TNK-BP was created. Since 2003, TNK-BP has significantly increased production by almost 25% on a barrel of oil equivalent basis – from close to 1.3 mboe/d in 2003 to 1.6 mboe/d in 2007 (excluding Slavneft production).

In the near term, TNK-BP will continue to develop its brownfield base, managing decline rates and ensuring reserves replacement rate in excess of in-year production. Simultaneously, they plan to continue the development of new greenfield projects to ensure sustainable growth in the longer term. The company expects the first of its new greenfield projects to come on line in 2009; until then TNK-BP's production is expected to stay generally flat.

TNK-BP exceed for the fifth year in succession the company's enduring objective of at least

100% reserve replacement under SEC criteria. In 2007, its reserves replacement rate was 179% under SEC life-of-field criteria (LOF). At TNK-BP, a fundamental plank of the reserves strategy is to create a "conveyor belt" of hydrocarbon assets, moving them through the categories of "resources to reserves to production." As a result of this strategy, TNK-BP can hold its head high in Russia and the world, having achieved the remarkable average reserves replacement ratio of 138% annually since it was founded in 2003.

However, the company holds the leading position not only in terms of reserves replacement ratio.

TNK-BP can hold its head high in Russia and the world, having achieved the remarkable average reserves replacement ratio of 138% annually since it was founded in 2003. Total organic production growth rate during the five years was 8.3% - maximum value in the industry.

ИТОГИ ПЕРВОЙ ПЯТИЛЕТКИ

1 сентября 2003 года ВР, Альфа-Групп и Аксес/Ренова (ААР) объявили о создании стратегического партнерства и намерении объединить свои нефтяные активы на территории России и Украины. В результате была создана компания ТНК-ВР.

С начала своей деятельности ТНК-ВР почти на 25% увеличила объем добычи нефти, с 1,3 млн барр. н.э./сут. в 2003 году до 1,6 млн барр. н.э./сут. в 2007 году (без учета доли ТНК-ВР в компании «Славнефть»).

В ближайшее время ТНК-ВР планирует продолжить разработку принадлежащих ей истощающихся месторождений, поддерживая уровень добычи и обеспечивая ежегодное замещение запасов в объеме, превышающем годовой объем добычи. Одновременно ТНК-ВР продолжает разработку новых месторождений, которые в долгосрочной перспективе обеспечат компании рост. Предполагается, что первые из новых проектов компании будут введены в эксплуатацию в 2009 году – до этого на месторождениях ТНК-ВР не ожидается существенного роста добычи.

Пятый год подряд ТНК-ВР превышает собственный традиционно устанавливаемый плановый показатель замещения запасов – не менее 100% по методике SEC. В 2007 году коэффициент замещения совокупных доказанных запасов без учета срока действия лицензий составил 179%. Принципиальное положение стратегии ТНК-ВР в области запасов – создание «конвейера» углеводородных активов путем постановки запасов на баланс и ввода их в добычу. А результатом этой стратегии стало то, что средний коэффициент замещения запасов за пять лет составил 138%, что обеспечило ТНК-ВР первое место по этому параметру среди нефтедобывающих компаний, работающих в России.



For example, total organic production growth rate during the five years was 8,3% – maximum value in the industry. As for dividend payments, TNK-BP is far ahead of the rest of oil-producing companies working in Russia: the amount of USD 18.1 bln was paid in the past five years; this is about three times more than in Gazprom Neft and Lukoil, which occupy the second and the third position. Moreover, it doesn't mean that the Russian budget is neglected – the company has paid USD 80 bln as taxes, customs and excise duties for the first six month of 2008.

In general, it is obvious that despite disagreements between shareholders, which have complicated the work of the company recently, TNK-BP holds one of the leading positions among oil-and-gas-producing companies in Russia in terms of management efficiency and new technologies implementation.

PRODUCTION TECHNOLOGIES

One word – technology – sums up how TNK-BP has managed to achieve such impressive levels of reserves replacement. Technology has unlocked new reserves in old fields and has been

Средний коэффициент замещения запасов за пять лет составил 138%, что обеспечило ТНК-ВР первое место по этому параметру среди нефтедобывающих компаний, работающих в России. Совокупный темп роста органической добычи компании за пять лет составил 8,3% – максимальное значение в отрасли.

Впрочем, лидирует компания не только по коэффициенту замещения запасов. Например, совокупный темп роста органической добычи компании за пять лет составил 8,3% – максимальное значение в отрасли. По выплатам акционерам ТНК-ВР также далеко обошла все остальные нефтедобывающие компании, работающие в России, – за пять лет выплачено 18,1 млрд долларов, что почти в три раза больше, чем у занимающих второе и третье место Газпромнефти и Лукойла. Причём это не означает, что при этом обижен российский бюджет – на конец первого полугодия 2008 года в виде налогов, пошлин и акцизов компания выплатила 80 млрд долларов.

В общем, очевидно, что, несмотря на разногласия между акционерами, в последнее время осложняющими работу компании, ТНК-ВР уверенно занимает одно из первых мест среди нефтегазодобывающих компаний России по эффективности управления и применению новейших технологий.

ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ

Ключевой фактор успешного восполнения запасов – технологии. Именно они открыли доступ к новым запасам на старых месторождениях и обеспечили целесообразность разработки геологически трудноизвлекаемых и географически труднодоступных запасов.

the key factor in making it viable to develop fields that are both geologically difficult and geographically remote.

In particular, in Samotlor the company worked out a new approach towards the well hydrofracture stimulation and improved the reliability of the electric subsurface pumps that facilitate about 70% of TNK-BP's production. These two initial measures had a significant impact on production rates and reserves capture. Since TNK-BP has been working at Samotlor, the field's production has increased by almost 33%, reaching nearly 29.6 mln tons in 2007. Investment into «keeping the Samotlor engine running» will amount to an annual \$1 billion in 2007—2011.

With brownfields, one notable success has been the company's sidetrack programme, which started off with a handful of wells in 2005 and is now in full swing. In 2008 the company plans to drill 320 sidetracks.

Sidetracking is particularly efficient for idle wells – an asset many Russian oil companies, including TNK-BP, have in abundance. Water injection has traditionally played a big role in maintaining the pressure necessary to produce the company's reservoirs and enhance oil flows. Today, this effort has been stepped up under a water-flood optimization programme, which is showing good results and adding substantial volumes to reserves.

Another new technology introduced by TNK-BP – extended-reach drilling – is also paying dividends. These long-reach wells benefit from having infrastructure nearby already in place and paid for so the new fields can be quickly put online.

Another high-efficiency technology crucial for successful development of both dwindling and new fields is 3D seismic investigations. Today TNK-BP leads Russia's oil sector in 3D seismic acquisition. It accounts for more than 25% of the country's seismic market. And although costly and extremely technologically complex, 3D seismic is already yielding returns at TNK-BP's mature production sites allowing drilling to be much more accurate and revealing undrilled satellites and closures in mature fields. The correct and timely acquisition of 3D conducted at very mature and significantly depleted fields can make a difference big enough to become a decisive factor in continuing to operate an otherwise commercially unviable project.

TNK-BP was the first oil company in Russia to introduce extended reach drilling and commonly deliver 2,500 meters "step-out" wells departures drilled laterally from the existing wellbore.

В частности, на Самотлоре компания применила новый подход к технологии гидроразрыва пласта и оптимизировала работу скважин, особенно погружных насосов, которые до сих пор обеспечивают около 70 % добычи ТНК-ВР. Эти две меры оказали огромное влияние на уровень добычи и прирост запасов. За время работы ТНК-ВР на месторождении добыча на Самотлоре увеличилась почти на 33% и в 2007 году достигла 29,6 млн т.

В 2007—2011 гг. инвестиции, необходимые для устойчивого развития месторождения, ежегодно составляют 1 млрд долл.

Заметным успехом на месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, увенчалась программа зарезки боковых стволов, которая стартовала с работ на небольшом количестве скважин в 2005 году и сейчас идет полным ходом. В 2008 году компания планирует пробурить 320 боковых стволов.

Зарезки боковых стволов особенно эффективны для бездействующих скважин, которых немало у всех российских компаний, включая ТНК-ВР. Закачка воды традиционно играла важную роль в поддержании необходимого для добычи пластового давления и в увеличении нефтепритока. Сегодня эта работа активизирована в рамках программы оптимизации системы заводнения, которая обеспечивает прирост значительных объемов запасов.

Положительный эффект дает еще одна новая технология ТНК-ВР: бурение с большим отходом от вертикали. При бурении таких скважин с большой длиной горизонтального участка используется уже созданная инфраструктура, и таким образом новые месторождения могут быть быстро введены в эксплуатацию.

Еще одна высокоэффективная технология, необходимая для успешной разработки как истощающихся, так и новых месторождений – трехмерные сейсмические исследования. Доля ТНК-ВР в общем объеме работ по сбору данных сейсморазведки 3D в России в 2007—2008 годах составляет 25 %. Таким образом, компания занимает ведущие позиции в России в области трехмерной сеймики. Несмотря на высокую стоимость и крайнюю технологическую сложность трехмерной сейсморазведки, она уже доказала свою эффективность на зрелых нефтеносных участках, эксплуатируемых ТНК-ВР. Правильный и своевременный сбор данных сейсморазведки 3D на старых и в значительной степени выработанных месторождениях может быть определяющим при принятии решения об экономической целесообразности продолжения их разработки.

www.cttimes.org

TNK-BP'S OILFIELD SERVICES

At the inception of the company in 2003, TNK-BP inherited 83 service companies employing 46,000 people in 14 business segments across six regions of Russia. The management of the company accepted the strategy for change which was eventually adopted and three essential elements that required transformation: culture, technology and people, and training processes.

The first step in delivering the strategy was designing "the two buckets", as company insiders called them, one bucket with non-core assets, which were to be divested over time, and the second with those core service activities and enterprises that TNK-BP would keep and in which it would seriously invest to improve reliability, quality and competitive edge.

Three main criteria were established to determine which services were core to TNK-BP's business. Firstly, drilling and workover rigs were clearly critical to production. They were central to the company's existence, sustainability and competitive advantage. Another consideration was the fact that TNK-BP accounted for 10% of Russia's drilling and workover market, while the market was held tightly by the major oil and gas producers – hence, the company did not want to lose access to or control of this vital capability.

The second criterion assessed relevant technologies. Where the company could not keep up with these or had already fallen behind best in class, then provided there was enough competition in the market place, those services were to be outsourced.

And thirdly, if TNK-BP was the only owner of a service in a particular region, the company would not divest this as to do so would risk suffering abuse of monopoly pricing power by a third party services provider.

In implementing the second step of the strategy, the company established a team to divest all the non-core assets in an efficient, profitable and fair manner. What this team managed to ensure was the continual employment of those employees in enterprises which were to be outsourced. Although no longer employed by TNK-BP directly, these staff works for companies (often contracted to TNK-BP) that treat these services as their core business, thus providing a more secure future

ТНК-ВР стала первой нефтяной компанией в стране, применившей наклонно-направленное бурение и осуществляющей на регулярной основе бурение с большим отходом – до 2,5 тыс. м.

НЕФТЕСЕРВИСЫ ТНК-ВР

2003 году, когда была образована ТНК-ВР, компания унаследовала 83 сервисных предприятия, в которых трудились 46 тыс. человек. Руководством компании была принята стратегия изменений, также были выделены три ключевых элемента, требовавшие трансформации: корпоративная культура, технологии, люди и их обучение.

Первая часть стратегии заключалась в составлении «двух корзин», как называют их в команде нефтесервисов. Первая из корзин была наполнена непрофильными активами, которые со временем подлежали продаже; вторая содержала

профильные предприятия, которые ТНК-ВР намеревалась сохранить и развивать для улучшения надежности, качества и конкурентного преимущества.

Чтобы понять, какие сервисы являются ключевыми для ТНК-ВР, были определены три основных критерия. Во-первых, буровые

установки и установки для капитального ремонта скважин очевидно играли определяющую роль для успешной добычи нефти и были жизненно важны для существования компании и устойчивости ее бизнеса. Другим существенным фактом было то, что на долю ТНК-ВР приходилось 10% российского рынка услуг по бурению и капитальному ремонту скважин. Рынок в то время жестко контролировался крупными производителями нефти и газа. Таким образом, компания не хотела потерять контроль над этими важными сервисами, а также над ценами на эти услуги.

Второй критерий оценивал состояние требуемых технологий. Когда компания не могла находиться на должном уровне и отставала от лучших, тогда (при условии конкурентного предложения на рынке) такие сервисные услуги должны были приобретаться у сторонних подрядчиков.

Наконец, в-третьих, если ТНК-ВР была единственным обладателем сервисных мощностей в определенном регионе, компания оставляла такие нефтесервисы в своем составе для того, чтобы не попасть в монопольную зависимость от стороннего поставщика услуг.

Вторым шагом реализации стратегии стало создание команды, задачей которой была эффективная реализация непрофильных активов. ТНК-ВР удалось главное: обеспечить непрерывность занятости сотрудников, выводимых из состава компании. Несмотря на то, что эти люди не работают непосредственно в ТНК-ВР, они трудятся в компаниях, которые

than TNK-BP's own oilfield services division could have offered.

This understated confidence has developed over the last three years as the company has carefully, gradually and successfully implemented the daunting restructuring task. The results of the transformation have brought TNK-BP in the forefront of oilfield services innovation in Russia.

Having chosen to retain the core drilling and workover services, TNK-BP's oilfield services team needed to make sure these were best in class and were safer and more productive than the competition.

It was a considerable challenge to effectively instill a culture of excellence, efficiency and execution and become the Upstream business's contractor of choice in competition with international and independent Russian contractors.

At first modernization of drilling rigs was carried out. It immediately resulted in improved drilling efficiency during the last two years.

In collaboration with Technology stream, the oilfield services team has been successful in introducing and adapting technologies which are in use internationally but which have not yet become household names in Russia.

For example, TNK-BP was the first oil company in Russia to introduce extended reach drilling and commonly deliver 2,500 meters "step-out" wells-departures drilled laterally from the existing wellbore.

As the drilling has become more complex, the company's productivity has improved roughly 3% year-on-year – representing \$20 million of annual savings for TNK-BP's Upstream business.

To instill world-class processes, standards and systems the company recruited a number of experienced specialists from leading international service companies. They brought with them a deep knowledge of global best practices. As a result, the oilfield services team managed to build fit-for-purpose systems which had proved successful in different countries and different cultures and these were adapted to Russian oil realities.

These innovations included the unified "service delivery management system" (SDMS) and an advanced training approach for operational, technical, and field personnel.

The SDMS was further improved by a

TNK-BP's oilfield services today comprises 6 drilling and workover companies, USD 700 million of estimated revenue in 2008 and 7,000 employees.

с ТНК-ВР связывают прочные отношения.

Масштабный и сложный проект по реструктуризации нефтесервисного подразделения занял у ТНК-ВР три года. В итоге трансформация вывела ТНК-ВР в лидеры инноваций в нефтесервисах.

После того как было принято решение сохранить подразделения по буровым работам и капремонту скважин, команда нефтесервисов ТНК-ВР должна была решить проблему роста эффективности этих предприятий.

Задача была глобальной: привить культуру безупречного исполнения работ и стать предпочтительным подрядчиком для блока разведки и добычи ТНК-ВР в острой конкурентной борьбе на сервисном рынке.

Вначале провели модернизацию буровых установок. Ее непосредственным результатом стали существенные улучшения эффективности бурения, достигнутые за последние два года.

В сотрудничестве с блоком технологий команда нефтесервисов достигла успехов в применении и адаптации технологий, которые еще не вошли в повседневную практику в России. Так, ТНК-ВР стала первой нефтяной компанией в стране, применившей наклонно-направленное бурение и осуществлявшей на регулярной основе бурение с большим отходом – до 2,5 тыс. м.

АКМАШ-ХОЛДИНГ
ЦЕПИ ДЛЯ ВСЕХ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ

ПРОИЗВОДИМ И ПРОДАЕМ
ЦЕПИ
ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

разработка
изготовление
поставка
консультации
специалистов

Сеть филиалов по всей России
610014, г. Киров, ул. Тихая 12/4
(8332) 50-00-00, 50-17-10, 70-38-14
e-mail: sales@akmash.ru
www.akmash.ru

satellite-based communication and information knowledge hub called INFORM.

INFORM provides real time access to drilling data from every individual well being drilled or worked over. Downhole and surface information is transmitted to a central hub accessible to technicians, experts, specialists and managers across the company's operations.

Whether oilfield services remains in-house or moves outside the company perimeter, the business feels the need to grow beyond working solely for Upstream and enter the 3rd party market in Russia. Many attractive options will be considered ranging from retaining oilfield services in-house, through selling part of it in an IPO, to making the unit completely independent.

One thing is beyond doubt – no matter what solution is to be found, maintenance of the company's production fund is most likely to remain at the highest level. The main confirmation to this fact includes the best industry results achieved by the company in the past five years. ☉

Сегодня нефтесервисы ТНК-ВР – это шесть компаний по буровым работам и капитальному ремонту скважин, выручка которых в 2008 году должна составить 700 млн долл. Штат сотрудников – 7 тыс. человек.

По мере того как бурение становилось более сложным, производительность компании ежегодно улучшалась на 3 %, что каждый год приносило 20 млн долл. экономии для блока разведки и добычи.

Для внедрения процессов, стандартов и систем мирового класса ТНК-ВР пригласила на работу ряд международных специалистов из ведущих международных сервисных компаний. В результате коллектив нефтесервисов смог построить целевые системы, базирующиеся на успешном опыте применения в разных странах, и адаптировать их к российской действительности.

Эти инновации включали единую систему управления оказанием сервисных и ремонтных услуг, а также усовершенствованную систему обучения сотрудников блока нефтесервисов.

Специалисты ТНК-ВР модернизировали систему управления оказанием сервисных и ремонтных услуг с помощью информационного центра по обмену опытом на основе спутниковой коммуникации, которую назвали ИНФОРМ.

Эта спутниковая сеть позволяет передавать в центр сбора информации данные по бурению или капитальному ремонту с каждой скважины ТНК-ВР. Таким образом, наземная и внутрискважинная информация становится доступной для технических специалистов, экспертов, специалистов других профилей и менеджеров в разных подразделениях компании.

Невзирая на то, останутся ли нефтесервисы внутри или за периметром ТНК-ВР, компания ощущает необходимость выйти за рамки работы исключительно для блока разведки и добычи и занять свое место на российском рынке независимых поставщиков сервисных услуг. Рассматриваются многие варианты: от сохранения нефтесервисов в составе компании, продажи пакета акций путем первичного размещения на бирже до полной независимости этого подразделения.

И только в одном можно не сомневаться: какое бы решение ни было принято, обслуживание добывающего фонда компании в любом случае останется на самом высоком уровне, и основным подтверждением этому являются ведущие в отрасли показатели, достигнутые ТНК-ВР за эти пять лет. ☉

KEY FACTS ABOUT TNK-BP'S OILFIELD SERVICES

10% of Russia's drilling and workover market
55% of TNK-BP drilling needs
28% of TNK-BP workover needs
45% of TNK-BP sidetracking needs: 2007>150 wells,
2009>250 wells

КЛЮЧЕВЫЕ ФАКТЫ О НЕФТЕСЕРВИСАХ ТНК-ВР

10% рынка услуг по бурению и капитальному ремонту скважин России
55% буровых работ ТНК-ВР
28% работ по капитальному ремонту скважин ТНК-ВР
45% работ по зарезке боковых стволов ТНК-ВР:
2007 >150 скважин, к 2009 >250 скважин

Oldest Russian Oil and Gas Show Heads the Records Once Again

Старейшая нефтегазовая выставка России снова бьет рекорды

Sergey TORPACHEV, *Coiled Tubing Times*
Сергей ТОРПАЧЁВ, «Время колдобинга»

The 12th International exhibition of oil and gas technologies and equipment "NEFTEGAZ 2008" was held in Moscow on June 23-27. Every time the organizers set new records in terms of magnitude of the event. The jubilee exhibition (this year NEFTEGAZ has turned 30) was not an exception. The area of exposition enlarged by 27% as compared to last year's space to become the biggest exhibition in the history of the show.

The biggest international oil and gas show in Russia fully justifies all the epithets applied to it. 9 of 40 participating states including the UK, Germany, China, the Netherlands, Norway, Finland, France, the Czech Republic and Japan presented their national expositions. All members of G8 were represented as well, which is very important for the reputation of such an event.

Russian companies were originally expected to take an active part in the show. This year their number exceeded the quantity of foreign exponents. In the first place, it is an evidence of a boom at Russian oil and gas sector, especially service market. Besides, companies from the related sectors of Russian economy demonstrate a growing interest to the event.

It is not by an accident that the jubilee NEFTEGAZ show was attended by the biggest Russian producers including Gazprom, Rosneft, Tatneft, Russian/British TNK-BP and leaders of Russian oil and gas service like Integra, Mirrico Group, Rinko Alliance, drilling company Eurasia and the National Drilling Company. Among the participants there were also the leading producers of equipment and materials for oil and gas industry such as Perm Engine-Building Complex, Steel Pipe Company, Burintex, Oil & Gas Systems Company, Fidmash.

Yet, the number of foreign exponents has grown as well indicating a better investment climate of the Russian oil and gas market and interest of Russian companies to updating and modernization of their material and

23-27 июня в Москве прошла 12-я Международная выставка оборудования и технологий для нефтегазового комплекса «НЕФТЕГАЗ-2008». Каждый раз организаторы устанавливают новые рекорды по масштабам проводимого мероприятия. Юбилейная выставка – в этом году «НЕФТЕГАЗ» отметила 30-летие – не стала исключением. Экспозиционная площадь увеличилась на 27 % по сравнению с прошлой выставкой, и в этом году она стала крупнейшей за всю свою историю.

Крупнейшая международная нефтегазовая выставка России полностью оправдывает все эпитеты в свой адрес. Из 40 стран-участниц девять – Великобритания, Германия, Китай, Нидерланды, Норвегия, Финляндия, Франция, Чехия и Япония – представили на выставке национальные экспозиции. Кроме того, были представлены все страны-члены «большой восьмерки», что немаловажно для престижа подобного мероприятия.

Изначально ожидалось активное участие российских компаний. В этом году их количество в сумме даже превысило численность зарубежных экспонентов. В первую очередь, это стало очевидным свидетельством бурного развития российского нефтегазового сектора, и особенно сервисных компаний. Кроме того, немаловажную роль сыграл и значительно возросший интерес к мероприятию со стороны компаний из смежных отраслей российской экономики.

В этой связи неудивительно, что в юбилейной выставке приняли участие как крупнейшие российские добывающие компании, такие как Газпром, Роснефть, Татнефть и российско-британская ТНК-ВР, так и лидеры российского рынка нефтегазового сервиса, в том числе Интегра, Группа компаний Миррико, Ринко Альянс, Буровая компания Евразия и Национальная буровая компания, а также ведущие производители оборудования и материалов для нефтегазового комплекса, среди которых стоит отметить Пермский моторостроительный комплекс, Трубную металлургическую компанию,



technical basis, i.e. by using western equipment and instruments. NEFTEGAZ-2008 was attended by such noted companies as E.On Ruhrgas Ag, Vng-Verbundnetz Gas, Wingas GmbH (Germany), R&B Industrial Supply Company (the USA), Gas De France (France), Jorgmec Japan Oil, Gas And Metals National Corporation (Japan), Statoil (Norway).

It is also worthy of mentioning that more participants from China including the biggest corporation China Petroleum Technology & Development came to take part in the show. The Chinese producers used this opportunity to tie contacts between the East and the West.

State-of-the-art equipment and latest oil and gas technologies were represented on the stands of Neftegaz 2008. Visitors could see the equipment and technologies for oil production, transportation and refining, methods of onshore and offshore oil and gas wells construction, technologies for oil recovery enhancement. Oil and gas

Буринтех, компанию Нефтегазовые системы, Фидмаш.

Впрочем, активное участие в мероприятии российских компаний сопровождалось и ростом количества экспонентов из ближнего и дальнего зарубежья, и это стало хорошим индикатором роста как инвестиционной привлекательности российского нефтегазового рынка, так и интереса российских компаний к обновлению и модернизации материально-технической базы, в том числе за счёт применения оборудования и инструмента от западных производителей. Так, в «НЕФТЕГАЗ-2008» участие приняли такие известные компании, как E.On Ruhrgas Ag, Vng-Verbundnetz Gas, Wingas GmbH (Германия), R&B Industrial Supply Company (США), Gas De France (Франция), Jorgmec Japan Oil, Gas And Metals National Corporation (Япония), Statoil (Норвегия).

Отдельно стоит отметить тот факт, что в этом году значительно прибавилось участников из Китая, среди которых крупнейшим стала корпорация China Petroleum Technology & Development. Для производителей из Поднебесной такая активность – возможность участия в диалоге на нефтегазовую тему между Востоком и Западом.

На стендах выставки «Нефтегаз-2008» были представлены самое современное оборудование и новейшие технологии для нефтегазового сектора. Посетители могли ознакомиться с оборудованием и технологиями добычи, транспортировки и переработки нефти, способами строительства нефтяных и газовых скважин на суше и на море, методами выработки и повышения отдачи нефтяных пластов. Нефтегазопереработка, нефтехимия и мониторинг промышленных транспортных систем также нашли свое отражение в экспозиции.

Наряду с ростом выставочной площади в павильонах, площадь открытой площадки увеличилась на 84%. Посетителям представилась хорошая возможность изучить крупнотоннажное оборудование производства таких лидеров российского и мирового рынка нефтегазового оборудования, как China Petroleum Technology & Development, Петросервис, Фидмаш и др.

Даже учитывая традиционно высокий уровень организации мероприятия, обширная деловая программа

юбилейной выставки «НЕФТЕГАЗ-2008» была на удивление разноплановой и интересной. Так, её научно-практическая часть состояла из двух международных конференций: «Техника и технологии добычи и подготовки нефти и газа в осложненных условиях эксплуатации», организованная РГУ нефти и газа им. Губкина и журналом «Территория «НЕФТЕГАЗ», и «Современные технологии и оборудование, промышленное строительство в нефтегазопереработке и нефтехимии России». Прошедшие же в рамках деловой программы выставки многочисленные семинары и презентации предоставили прекрасную возможность для участников больше узнать о

Figures of NEFTEGAZ 2008

- 28 000 square meters – display area of the show
- 1 048 – number of exponents
- 40 participating states
- 19 620 – total number of visitors
- 96% of exponents are ready to take part in the next show

Цифры «НЕФТЕГАЗ-2008»

- 28 000 кв. м. – экспозиционная площадь выставки
- 1 048 – количество экспонентов
- 40 стран участников
- 19 620 – суммарное число посетителей мероприятия
- 96% экспонентов готовы принять участие в следующей выставке



БЕЛОРУСНЕФТЬ

В сентябре 2006 года по итогам визита белорусской правительственной делегации в Венесуэлу был подписан Меморандум о сотрудничестве, в том числе и в нефтяной сфере. При участии специалистов Белоруснефти сегодня ведутся добыча нефти и работы по оценке запасов, сейсморазведка, ремонт скважин.

В 2007 году были созданы совместные белорусско-венесуэльские предприятия по сейсморазведочным работам АО «Сисмика БелоВенесолана» и по добыче нефти Петролера БелоВенесолана. В актив СП по добыче нефти включены пять месторождений.

В ноябре 2006 года в Иране подписан Меморандум о сотрудничестве в нефтяной сфере.

5 сентября в Тегеране белорусской и иранской сторонами подписан сервисный контракт на разработку нефтяного месторождения Джуфейр. В октябре создано совместное белорусско-иранское предприятие Белпарс Петролеум Компани Лимитед.

В апреле 2007 года в Москве подписан договор о бурении боковых стволов на нефтяных месторождениях Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). В июле в городе Губкинском (ЯНАО) был создан российский филиал предприятия Белоруснефть. Основными направлениями его деятельности стали капитальный и текущий ремонт скважин, бурение, тампонажные и вышкомонтажные работы. Сегодня в филиале трудятся буровая бригада, три бригады по бурению боковых стволов, 10 бригад КРС, вышкомонтажная бригада, два тампонажных звена, промыслово-геофизическая партия, транспортники. Создана производственно-ремонтная база.

refining, petrochemistry and monitoring field transport systems were also presented at the show.

Not only has the area of the pavilions grown, but the territory of the open ground also increased by 84%. Visitors had a good opportunity to study the heavy-weight equipment of the leaders of Russian and global market including China Petroleum Technology & Development, Petroservice, Fidmash etc.

Even though the level of NEFTEGAZ events is always high, the extensive business program of a jubilee show was surprisingly diverse and interesting. Its scientific and practical part consisted of two international conferences: "Machines and Technology for Oil and Gas Production in the Abnormal Operating Conditions", organized by Gubkin Russian State University of Oil and Gas and magazine "NEFTEGAZ Territory" and "Modern Technologies and Equipment, Industrial Construction in Oil and Gas Refining and Petrochemistry of Russia". The show featured numerous workshops and presentations revealing new developments of the world leaders in oil and gas equipment and services. The scope of the issues discussed was unprecedented in its width ranging from wireless technologies and CAD to monitoring corrosion in pipeline systems.

A workshop "Technical Solutions in Oil and Gas Industry", which presented equipment and services, stood apart from other events of the show. It was organized by the Mission on Economic Affairs at the French Embassy to Russia a day before the end of the show and featured

новых разработках лидеров рынка нефтегазового оборудования и услуг и отличались беспрецедентной широтой рассматриваемых проблем—от беспроводных технологий и решений и САПР до мониторинга коррозии трубопроводных систем.

Несколько особняком от остальных мероприятий, прошедших в рамках деловой программы, стоял семинар-презентация оборудования и услуг «Технические решения в нефтегазовой отрасли», организованный Миссией по экономическим делам Посольства Франции в РФ в предпоследний день выставки, в рамках которого о своих новейших разработках рассказали представители ведущих французских компаний, работающих в нефтегазовом секторе, а также заместитель директора Французского института нефти П. Дюваль. Кроме того, на мероприятии с презентациями выступили представители добывающих компаний Тоталь, Лукойл и Ритэк.

Не менее разнообразна была и техническая программа «НЕФТЕГАЗА». Для российских сервисных компаний, по нашему мнению, наибольший интерес представляла презентация «Новое в методах вторичного вскрытия», организованная ЗАО «БашвзрывТехнологии». На данный момент эта компания не только активно занимается повышением коэффициента полезного действия используемых при вторичном вскрытии кумулятивных зарядов, но и разрабатывает специальные заряды для



the leading French oil and gas companies with their latest developments and Deputy Director of the Institut Français du Pétrole P. Duval. Representatives of Total, Lukoil and Ritek also made their presentations.

The technical program of NEFTEGAZ was varied as well. On our opinion, a presentation “New in Completion Methods” by Bashvzryv Technologies seemed the most interesting to Russian service companies. At the moment the company is not only raising the performance of completion shaped charges, but is also designing special charges for hydrofracturing with large entry hole diameter. It also produces equipment for perforating operations in the wells with the diameter over 89 mm, which is rather relevant in the context of sidetracking boom in Russia.

One also should note the workshop “Modern Geophysical Technologies in Prospecting and Exploration of Hydrocarbons Fields”, organized by Society of Exploration Geophysicists, which raised one of the most relevant problems of Russian oil and gas sector, discussed at the very top level at the moment.

The growing computer-aided manufacturing at Russian producing companies and tougher requirements of contractors to such system stimulated the activity of this market segment and raised the level of solution offers. For example, the workshop “Solutions for Oil and Gas Industry” featured Bently Systems developments in the field of automatic control suitable for the whole range of problems in oil and gas industry from mapping the area and preparation of new drill site locations through to design, construction, operations and maintenance of gas processing and oil production facilities and complex refineries. The same subject was discussed at the presentation “Solutions for Automatic Control Challenges in Oil and Gas Industry by Elesy”, organized by the leading Russian designer of high-tech intellectual monitoring and control systems for companies.

гидравлического разрыва пласта с большим диаметром входного отверстия, а также освоило выпуск продукции для проведения прострелочно-взрывных работ в скважинах диаметром от 89 мм, что особенно актуально с учётом наблюдающегося в последнее время значительного роста объёмов бурения вторых стволов скважин в России.

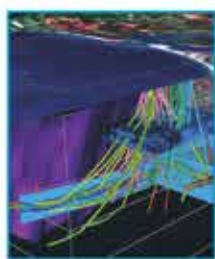
Кроме того, нельзя не отметить семинар «Современные геофизические технологии для поиска и разведки месторождений углеводородов», организованный Обществом геофизиков-разведчиков и затронувший одну из самых существенных для российского нефтегазового сектора проблем, обсуждение которой сейчас ведётся на самом высоком уровне.

Набирающая темп автоматизация производственного процесса в российских добывающих компаниях и растущие требования со стороны заказчиков к таким системам привели к значительной активизации этого сегмента рынка и существенному повышению уровня предлагаемых решений. В частности, на семинаре «Решения для нефтегазовой отрасли» специалисты компании Бентли Системс представили свои разработки в области автоматизации, предназначенные для решения практически всего спектра проблем нефтегазовой отрасли – от составления подробных карт местности и подготовки бурения новых скважин до проектирования, строительства и эксплуатации объектов по переработке нефти и газа. Этой же тематике была посвящена и презентация «Решение задач автоматизации для нефтегазовой отрасли от компании Элеси», организованная ведущим российским разработчиком интеллектуальных высокотехнологичных систем контроля и управления для предприятий.

ROG 08



28-30 OCTOBER, 2008
ALL-RUSSIA EXHIBITION CENTER



РОССИЙСКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА SPE

ВЕДУЩАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА, ПОСВЯЩЕННАЯ РОССИЙСКОМУ РЫНКУ УСЛУГ В ОБЛАСТИ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА
28-30 ОКТЯБРЯ 2008, РОССИЯ, МОСКВА, ВСЕРОССИЙСКИЙ ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР (ВВЦ), ПАВИЛЬОН 57

Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка представляют исключительный интерес для старших инженеров и производственных специалистов. Выставка и конференция объединяют российские и международные компании по разведке и добыче нефти и газа для обсуждения проблем и инвестиций в новые технологии.

Мероприятие организовано Обществом инженеров-нефтяников (SPE) и Reed Exhibitions.

Особенности участия в конференции и выставке

- Общение с коллегами, получение новейшей технической информации от ведущих специалистов.
- Присутствие на мероприятии более 4 000 руководителей, инженеров и ведущих специалистов; возможность встречи с более чем 1 000 делегатами конференции.
- Ознакомление с продукцией и услугами 120 компаний, представляющих последние технологии.
- Возможность участия в 20 технических совещаниях и пленарных сессиях.
- Синхронный перевод всех выступлений.
- БЕСПЛАТНОЕ ГОДОВОЕ ЧЛЕНСТВО в SPE.

Регистрируйтесь сейчас на сайте www.russianoilgas.ru/Registrazia

За информацией об участии в выставке обращайтесь к **Наталье Ситниковой** по телефону +7 (495) 937 6861 или по электронной почте natalia.sitnikova@reedexpo.ru

www.russianoilgas.ru/Registrazia

Организаторы:



Платиновые спонсоры:



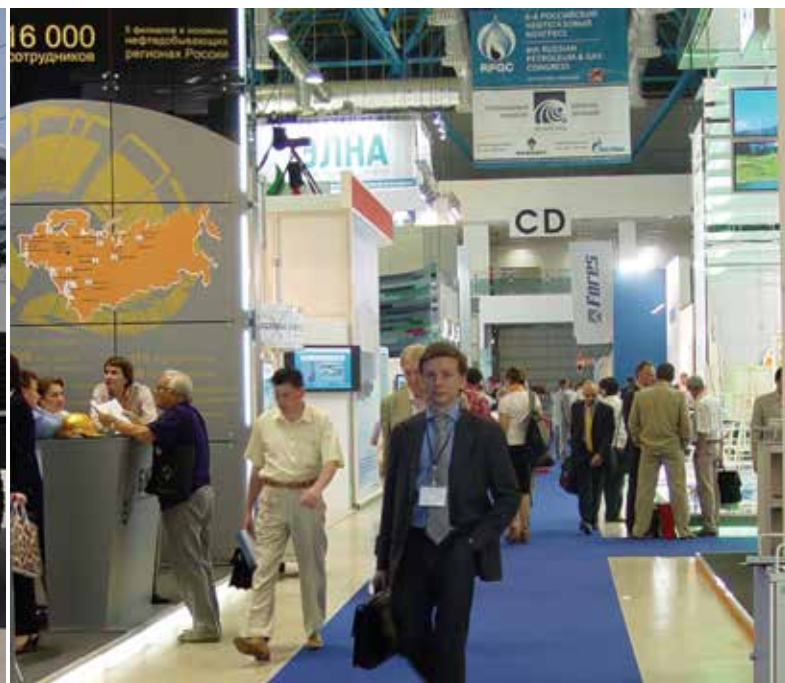
Schlumberger

Золотой спонсор:



Спонсоры:





A contest "The best company of the 21st century" organized by Free Economic Society of Moscow was aimed at highlighting companies, which introduce innovation projects, demonstrate high social activity and contribute to the development of the national economy. Among its winners are the leading domestic companies, which stimulate the development of Russian oil and gas industry. Zarubezhneft became the leader in "Geological and Geophysical Explorations. Prospecting Hydrocarbons Fields, Integral Assessment of Oil and Gas Regions and Local Sites, Calculation of Reserves". Mirrico Group got a silver medal "Leader of the Branch" in "Construction of Onshore and Offshore Oil and Gas Wells. Drilling Horizontal Wells. Equipment and Technologies". Tatneft received a gold medal in the nomination "For Preservation of Traditions".

The principal result of NEFTEGAZ-2008 was a demonstration of the growing potential of the Russian oil and gas companies. The show proved once again its effectiveness and importance as the biggest ground in Russia and Eastern Europe for making business contacts and fostering partnership between Russian enterprises and foreign companies. ☉

Основной целью прошедшего в рамках "НЕФТЕГАЗ-2008" и организованного по инициативе Вольного экономического общества Москвы конкурса «Лучшее предприятие XXI века» было обозначить предприятия, разрабатывающие и внедряющие инновационные проекты, проявляющие высокую социальную активность, вносящие свой вклад в развитие экономики страны. Его победителями стали передовые предприятия отрасли, которые своей деятельностью стимулируют развитие российского нефтегазового комплекса. Среди победителей хотелось бы отметить ОАО «Зарубежнефть», ставшее лидером в тематике «Геологические и геофизические исследования. Поиск и разведка нефтяных и газовых месторождений, комплексная оценка нефтегазоносных территорий и локальных объектов, подсчет запасов», и Группу компаний Миррико, получившую серебряную медаль «Лидер отрасли» в тематике «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. Бурение горизонтальных скважин. Оборудование и технологии», а также ОАО «Татнефть», ставшее обладателем золотой медали конкурса в номинации «За сохранение традиций».

Ну а главным итогом "НЕФТЕГАЗ-2008" стали демонстрация растущего потенциала российских компаний нефтегазового сектора и то, что выставка в очередной раз доказала свою эффективность и значимость в качестве крупнейшей в России и Восточной Европе площадки для установления деловых контактов и налаживания партнёрства как между российскими предприятиями, так и с зарубежными компаниями. ☉

Выставка была организована ЗАО «Экспоцентр» совместно с фирмой «Мессе Дюсельдорф». «Нефтегаз 2008» была проведена при официальной поддержке Правительства Москвы и под патронажем Торгово-промышленной палаты РФ.

The show was organized by Expocenter and Messe Düsseldorf. Neftegaz 2008 was officially supported by Moscow administration and Commerce and Industry Chamber of Russia's Federation.

МЕЖДУНАРОДНАЯ ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

ВОСТОЧНОСИБИРСКИЙ НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ КОНГРЕСС

17-19 сентября 2008 года,
Байкал Бизнес Центр, г. Иркутск

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



РОСНЕФТЬ



АДМИНИСТРАЦИЯ
ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

ПАРТНЕР КОНГРЕССА



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



Индивидуальный подход. Оптимальное решение

ОФИЦИАЛЬНЫЙ СПОНСОР



СПОНСОРЫ



ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ
КОМПАНИЯ

СПОНСОР КОФЕ-БРЕЙКОВ



Группа компаний
"МИРИКО"

О КОНГРЕССЕ

Основная задача Конгресса заключается во взаимном ознакомлении добывающего и сервисного сегментов отрасли с программами, возможностями и потребностями развития структурных подразделений в Восточной Сибири, а также в изучении возможностей сотрудничества и координации действий в регионе для оптимизации производственной инфраструктуры и затрат.

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

<http://www.inconf.ru>



ОРГАНИЗАТОР

Тел./факс: (495) 510 57-24 (многоканальный)
Email: siberia@ngv.ru; Вебсайт: www.inconf.ru



OIL AND GAS SECTOR: KEY TRENDS

The 6th Oil and Gas Congress

НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР: КЛЮЧЕВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ

6-й Российский Нефтегазовый Конгресс

Vladimir Lebedev, *Coiled Tubing Times*
Владимир ЛЕБЕДЕВ "Время колтюбинга"

Russian Oil and Gas Congress is the most influential Russian oil & gas forum. This year the event was attended by approximately 700 representatives of Russian and international oil and gas industry, specialized ministries and departments, oil associations and financial institutions from more than 30 countries worldwide, including Russia, UK, Germany, Italy, China, Norway, USA, Finland, France, Switzerland and others. Along with other topics, considerable attention was paid to oil&gas sector trends and prospects, state policy and legislative control in this sphere, problems of well stimulation and oil recovery enhancement, development of oilfield services market.

Российский нефтегазовый конгресс – самый влиятельный в России международный форум нефтяников. В этом году для обсуждения ключевых вопросов отрасли на мероприятии собрались около 700 представителей отечественной и международной нефтяной и газовой промышленности, отраслевых министерств и ведомств, ассоциаций, финансовых учреждений более чем из 30 стран: России, Великобритании, Германии, Италии, Китая, Норвегии, США, Финляндии, Франции, Швейцарии и др. Среди множества тем значительное внимание было уделено тенденциям и перспективам российского нефтегазового сектора, государственной политике в данной сфере и законодательному регулированию, вопросам интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи, развитию нефтесервисного рынка.

The 1st day of the congress was devoted to discussion of global problems and formulation of global aims. The two following ones became thematic: June, 25 was the day of oil and June, 26 was the day of gas. And though, as usual at such events, presentations of 60 lectures were of different subjects and levels, processes, which take place in Russian fuel and energy industry, could be easily tracked.

One can state that during the last years this area has been standing on its own feet. In terms of the gas production level Russia has been holding its head high in the world for a long time, and last year it managed to become the leader in oil production. Not so bad, but against the outwardly successful background there are serious reasons for concern. The tempos of oil production growth reduced from the 11% in 2003 to a little more than 2% in 2007. Above all, the beginning of 2008 brought the negative dynamics – production decrease in the first quarter by 0,3%.

But the country's most profitable state sector is developing more slowly than many others. In the growth structure of the gross domestic product of the state oil industry does not hold a strong position in comparison with a number of other sectors of the Russian industry. Now and again the term "stagnation in the oil and gas sector" comes into our view.

What is the reason for this situation? In the opinion of the government representatives, custom and tax regimes (especially against the background of inflation), which formed in due time, began to hamper the investment activity. On the one hand, during the last 3 years the volume of investments in fuel and energy industry increased twice - from 700 bln to 1.2 tln rubles. But on the other hand, on every ruble invested 85 kopecks are being removed from the oil and gas industry. The growth of the expenses for hydrocarbons reserves development is holding back the growth of production and increases the cost of energy resources. At the same time, the role of oil and gas services and new technologies increases sharply, which allows to produce resources earlier considered to be non-recoverable. Particularly, that was the subject of speech of Vladimir Hristenko, general manager of the company Rimera, which represents the oil and gas services division of the ChTPZ group. Having mentioned that the global problems of mineral resources producers determine the strategic objectives of oil and gas service market players, Vladimir Hristenko passed to the analysis of Russian oil and gas service market, the estimated volume of which was \$ 40 bln in 2007. The Director General of Rimera considers the oil and gas service market today to be a combination of two segments:

- classical oil services, including seismic, geophysics and drilling jobs, services of downhole equipment and also production of oil development equipment;
- the market of designing and building pipeline

Первый день работы конгресса был посвящен обсуждению глобальных проблем и постановке общих задач. Два последующих стали тематическими: 25 июня прошел День нефти, а 26 июня – День газа. И хотя, как всегда на подобных мероприятиях, выступления шести десятков докладчиков были разной направленности и разного уровня, можно было отследить процессы, происходящие в российском топливно-энергетическом комплексе.

Можно констатировать, что на протяжении последних лет отрасль твердо стояла на ногах. По уровню добычи газа Россия лидирует в мире уже достаточно давно, а в прошлом году ей удалось выйти на первое место и по добыче нефти. Неплохой результат, но на внешне благополучном фоне есть и серьезные поводы для беспокойства. Темпы роста добычи нефти снизились с 11% в 2003 г. до чуть более 2% в 2007-ом. Более того, начало 2008 г. и вовсе принесло отрицательную динамику – сокращение добычи в первом квартале на 0,3%.

Но самый доходный для государства сектор развивается медленнее многих других. В структуре роста валового внутреннего продукта страны нефтянка выглядит сегодня хуже, чем ряд других отраслей российской промышленности. Время от времени мелькает даже термин «стагнация в нефтегазовом секторе».

В чем причина такой ситуации? По мнению представителей правительства, сложившийся в свое время таможенный и налоговый режимы (особенно на фоне роста инфляции) начали тормозить инвестиционную активность. С одной стороны, в течение последних трех лет объем инвестиций в целом в ТЭК вырос почти в два раза – с 700 млрд до 1,2 трлн руб., но с другой – на каждый вложенный рубль из нефтегазовой отрасли изымается 85 копеек.

Рост затрат на освоение запасов углеводородов сдерживает рост добычи и повышает стоимость энергоресурсов. Одновременно резко возрастает роль нефтесервиса и новых технологий, позволяющих добыть из недр ресурсы, которые раньше считались неизвлекаемыми. Этой теме, в частности, было посвящено выступление генерального директора компании Римера, представляющей нефтесервисный дивизион Группы ЧТПЗ Владимира Христенко.

Отметив, что глобальные проблемы, стоящие перед недропользователями, определяют стратегические задачи нефтесервисных игроков, Владимир Христенко перешел к рассмотрению отечественного рынка нефтегазового сервиса, оценив его объем в 2007 г. в 40 млрд долл. США. По мнению гендиректора Римеры, рынок нефтегазового сервиса России сегодня представляет собой комбинацию двух сегментов:

- классического нефтесервиса, в который включены комплексы работ по сейсмике, геофизике, бурению, сервису погружного оборудования, а также производство нефтепромыслового оборудования;
- рынка проектирования и строительства трубопроводной инфраструктуры и обустройства месторождений, в том числе производство труб

infrastructure and development of oilfields, including producing of tubes of oil and gas assortment and equipment for the pipeline transport (Engineering, Procurement, Construction (EPC – segment).

As a result of 2007, V. Hristenko evaluated the classical oilfield services market to be \$ 15 bln and the EPC-market – \$ 25 bln, and predicted the average annual growth of the market by 17% with the increase of its volume by 2010 to \$ 65 bln.

The speech of Director General of GK KUNGUR Paul Ostling is also worth mentioning. According to his evaluation, the volumes of production and exploration drilling will increase from 10 mln. m per year in 2005 to 26 mln m per year in 2015. Meanwhile, the demand for jobs, aimed to enhance the development effectiveness of existing wells, will increase considerably due to stringent requirements of state authorities for the minimum permissible stock of inactive wells and implementation of tax stimulation for enhancement of recovery rates for developing oilfields. By the way, the state is going to assist with widening of Russian fuel and energy complex's resources base. Particularly, the government examined and approved the long-term program of mineral resources exploration and raw hydrocarbons recovery up to 2020.

Paul Ostling outlined the following changes in the structure of capital investments in oil and gas companies:

нефтегазового сортамента и оборудования для трубопроводного транспорта (Engineering, Procurement, Construction (EPC-сегмент)).

По итогам 2007 г. В. Христенко оценил классический нефтесервисный рынок в 15 млрд долл., а EPC-рынок – в 25 млрд долл., спрогнозировав среднегодовой рост рынка на 17 % и увеличение его объема к 2010 г. до 65 млрд долл.

Любопытным оказалось выступление на конгрессе генерального директора ГК «КУНГУР» Пола Остлинга. По его оценке, объемы эксплуатационного и разведочного бурения вырастут с 10 млн м в год в 2005 г. до 26 млн м в год в 2015 г. При этом существенно увеличится также и спрос на проведение работ по повышению эффективности использования существующих скважин, поскольку ужесточаются требования государственных органов к минимально допустимому фонду бездействующих скважин и активно используется налоговое стимулирование высокой степени выработки существующих месторождений. К слову, государство намерено всячески содействовать расширению ресурсной базы ТЭКа. В частности, Правительством была рассмотрена и одобрена Долгосрочная программа изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы до 2020 г.

Пол Остлинг выделил следующие изменения в структуре капитальных вложений нефтегазовых компаний:

- рост инвестиций нефтегазовых компаний как результат высоких цен на нефть;
- общий рост капитальных вложений в поисково-разведочные работы и добычу для поддержания



БЕЛОРУСНЕФТЬ

Белоруснефть оказывает широкий спектр услуг в области строительства, восстановления и ремонта скважин глубиной до 5 тыс. м. Современные технологии, накопленные знания и опыт на территории Беларуси и Западной Сибири позволяют выполнять работы по текущему и капитальному ремонту, бурению боковых наклонно-направленных и горизонтальных стволов.

Для ведения сложных капитальных ремонтов и восстановления скважин методом бурения боковых стволов Белоруснефть использует мобильные установки большой грузоподъемности HRI-500, K-125, HRI-300, в комплект которых входят насосный блок, четырехступенчатая система очистки технологических жидкостей, энергоблок, котельная.

Для подземного ремонта используются агрегаты УПА-60А и АР-32/40.

На предприятии успешно применяются современные технологии:

- восстановление скважин методом бурения направленного бокового ствола длиной до 1 тыс. м с вырезанием «окна» в обсадной колонне диаметром 140-168 мм при помощи ориентированно установленного клинового отклонителя, или с полным разрушением участка эксплуатационной колонны вырезающими устройствами;
- бурение бокового ствола с горизонтальным участком;
- бурение бокового ствола с прохождением через две обсадные колонны одновременно;
- управление искривлением скважин с отходом забоя от устья до 1600 м при помощи телемеханических систем и построение фактических траекторий стволов скважин на ПЭВМ;
- вторичное вскрытие пластов гидropескоструйной перфорации с применением агрегатов АЧФ-1000, обеспечивающих рабочее давление до 700 кг/см²;
- работы по очистке забоев нагнетательных и добывающих скважин с помощью колтюбинговой установки КМ-30Т;
- при помощи современного флота на скважинах проводятся соляно-кислотные разрывы и гидроразрывы пластов.

- the growth of investments in oil and gas companies as a result of high oil prices;
- the general growth of capital investments in exploration and production to increase its level and to meet the quality standards;
- the growth of expenses on the high-technology oil and gas services (implementation of capital intensive technologies for development of new oilfields in the regions with difficult access, and also the use of capital intensive production technologies, such as fracturing, horizontal wells drilling etc., for production development and improvement of existing oilfields development).

To the mind of Director General of KUNGUR, dual growth of oil equipment and classical services market is expected in Russia – from \$ 11.8 bln in 2006 to \$ 225 bln in 2010.

The growth of expenses for oilfield services will have positive influence on the oil and gas industry development. According to the average expert estimation, the growth of expenses for the oilfield services will increase from \$ 14 per 1 tone of produced oil in 2004 to \$ 29 in 2015 (calculations in prices of 2005).

Acting vice-president in strategy, marketing and developing business of GK "Integra" Hence Klampferer assumes that the Russian market of oilfield services and equipment will continue to grow in all segments for a period of next 5 years. Russian vertically integrated oil companies are the main users of oil and gas services in Russia. It's unlikely that the situation will change by 2012.

The largest segments of the market, expressed in absolute values (60% of Russian oilfield services market by 2012) will be:

- drilling and development of wells;
- well workover and remediation works.

Meanwhile the segments with the greatest annual dynamics of growth forecast are:

- sidetrack drilling (20%);
- coiled tubing (18%);
- squeeze cementing (15%);
- geophysical researches in exploration wells and directional drilling (14%);
- 3D seismology (13%).

Soon after the conference in Severodvinsk, Russian parliament accepted amendments to the tax code of RF in the third reading, which makes the scale of Mineral Extraction Tax (MET) for oil more exact. Thereby we can say that tackling the problems of oil and gas industry is Russian government's top priority. Moreover, some specific steps are undertaken in this direction. The most important thing to understand right now is to what extent the government is ready to assist in creating comfortable working conditions for production companies, and how it will affect the industry development, as well as the development of oilfield services, in reality.

и увеличения производительности и выполнения нормативных требований;

- рост расходов на высокотехнологичные нефтепромысловые сервисные услуги (применение капиталоемких технологий для разработки новых месторождений в труднодоступных регионах, а также использование капиталоемких методов производства – гидроразрыв пласта, бурение горизонтальных стволов и т.д. – для его расширения и улучшения эксплуатации на существующих месторождениях).

По мнению гендиректора ГК «КУНГУР», в России ожидается двойной рост рынка нефтяного оборудования и классических сервисных услуг – с 11,8 млрд долл. США в 2006 г. до 22,5 млрд в 2010 г.

Рост затрат на нефтесервисы должен оказать дополнительное положительное влияние на развитие рынка услуг и оборудования в нефтегазовом секторе. Согласно усредненной экспертной оценке, ожидается, что расходы на нефтесервисные услуги вырастут с 14 долл. США на 1 т добытой нефти в 2004 г. до 29 долл. в 2015 г. (расчет в ценах 2005 г.).

На взгляд исполнительного вице-президента по стратегии, маркетингу и развитию бизнеса ГК «Интегра» Ханса Кламппферера, рынок нефтесервисных услуг и нефтегазового оборудования в России будет продолжать расти во всех сегментах на протяжении следующих 5 лет. Российские вертикально интегрированные нефтяные компании являются крупнейшими потребителями нефтесервисных услуг в России. Маловероятно, что к 2012 г. ситуация изменится.

Крупнейшими сегментами рынка, выраженными в абсолютных величинах (60 % российского нефтесервисного рынка к 2012 г.), будут:

- бурение и освоение скважин;
- капитальный и текущий ремонт скважин.

При этом сегментами с наибольшей среднестатистической годовой динамикой прогноза роста являются:

- резка боковых стволов (20 %);
- колтюбинг (18 %);
- ремонтно-изоляционные работы (15 %);
- геофизические исследования в эксплуатационных скважинах и наклонно-направленное бурение (14 %);
- сейсморазведка 3D (13 %).

Вскоре после совещания в Северодвинске Госдума приняла в третьем чтении поправки в Налоговый кодекс РФ, уточняющие шкалу налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для нефти.

Таким образом, можно говорить о том, что решение проблем нефтегазовой отрасли сейчас является приоритетным направлением работы российского правительства. Более того, уже предпринимаются конкретные шаги в этом направлении. Главное, что сейчас важно понять, – насколько далеко готово пойти наше руководство в создании комфортного режима работы добывающих компаний и насколько он реально отразится на развитии отрасли, а также нефтесервисного сектора.

Октябрь / October

1-3	<i>III International specialized Exhibition GAZ INDUSTRY-2008</i> <i>III Международная специализированная выставка «GAZ INDUSTRY-2008»</i>	<i>Sochi, Russia</i> <i>Сочи, Россия</i>
1-4	<i>First International Forum "Oil and Gas Service and Equipment"</i> <i>Первый Международный форум «Нефтегазовый сервис и оборудование»</i>	<i>Tyumen, Russia</i> <i>Тюмень, Россия</i>
3-4	<i>12th Annual Conference "Oil and Gas of Sakhalin"</i> <i>12-я Ежегодная конференция «Нефть и газ Сахалина 2008»</i>	<i>Yuzhno-Sakhalinsk, Russia</i> <i>Южно-Сахалинск, Россия</i>
6-10	<i>Annual Africa Oil Week</i> <i>Ежегодная африканская неделя нефти</i>	<i>Cape Town, South Africa</i> <i>Кейптаун, ЮАР</i>
7-10	<i>16th Jubilee Kazakhstan's International Exhibition and Conference "Oil and Gas"</i> <i>16-я Юбилейная казахстанская международная выставка и конференция «Нефть и газ»</i>	<i>Almaty, Kazakhstan</i> <i>Алматы, Казахстан</i>
12-15	<i>Seminar "Underbalanced and Managed Pressure Drilling: Technologies for Improving Drilling Performance, Enhancing Production, and Reducing Project Risk"</i> <i>Семинар «Бурение на депрессии и с управляемым давлением: технологии улучшения скорости проходки, повышения производительности и минимизации рисков»</i>	<i>Ho Chi Minh City, Vietnam</i> <i>Хошимин, Вьетнам</i>
14-16	<i>International Exhibition "Oil. Gas. Chem. 2008"</i> <i>Международная выставка «Нефть. Газ. Хим. 2008»</i>	<i>Saratov, Russia</i> <i>Саратов, Россия</i>
15-16	<i>International Conference "The way of Innovations and New Technologies in Gas Industry"</i> <i>ИНNOTECH-2008</i> <i>Международная Конференция «Путь инноваций и новые технологии в газовой промышленности» INNOTECH-2008</i>	<i>Razvilka, Russia</i> <i>Развилка, Россия</i>
21	<i>Conference "Oil and Gas Service in Russia"</i> <i>Конференция «Нефтегазовый сервис в России НЕФТЕГАЗСЕРВИС-2008»</i>	<i>Moscow, Russia</i> <i>Москва, Россия</i>
22-24	<i>Third International Energy Week and Eight All-Russian Week of Oil and Gas</i> <i>Третья Международная Энергетическая Неделя и Восьмая Всероссийская Неделя Нефти и Газа</i>	<i>Moscow, Russia</i> <i>Москва, Россия</i>
28-30	<i>Russian Technical Oil and Gas Conference and Exhibition SPE</i> <i>Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE</i>	<i>Moscow, Russia</i> <i>Москва, Россия</i>

Ноябрь / November

3-6	<i>International Petroleum Exhibition & Conference</i> <i>Международная нефтяная выставка и конференция</i>	<i>Abu Dhabi, UAE</i> <i>Абу-Даби, ОАЭ</i>
4-6	<i>International Conference and Exhibition "Deepwater Operations"</i> <i>Международная выставка и конференция «Глубоководные работы»</i>	<i>Galveston, US</i> <i>Галвестон, США</i>
4-6	<i>12th International Exhibition of Oil and Gas Industry "Oil and Gas 2008"</i> <i>12-я Международная выставка нефтегазовой промышленности «Нефть и газ 2008»</i>	<i>Kiev, Ukraine</i> <i>Киев, Украина</i>
11-14	<i>III Specialized Exhibition "Oil and Gas Service"</i> <i>III специализированная выставка «НефтеГазСервис»</i>	<i>Ufa, Russia</i> <i>Уфа, Россия</i>
12-14	<i>IV International Conference "Oil and Gas of Arctic Shale"</i> <i>IV международная конференция «Нефть и газ Арктического шельфа»</i>	<i>Murmansk, Russia</i> <i>Мурманск, Россия</i>
18-19	<i>14th SPE/ICoTA European Well Intervention Round Table "The Future of the North Sea"</i> <i>14-й Европейский круглый стол по внутрискважинным работам SPE/ICoTA "Будущее Северного моря"</i>	<i>Aberdeen, UK</i> <i>Абердин, Великобритания</i>
18-20	<i>Seminar "Drilling and Completion Challenges in Carbonate Formation"</i> <i>Семинар «Проблемы бурения и заканчивания скважин в карбонатных коллекторах»</i>	<i>Doha, Qatar</i> <i>Доха, Катар</i>

Декабрь / December

4	<i>Round Table "Promotion of Oil and Gas Equipment and Services"</i> <i>Круглый стол «Продвижение нефтегазового оборудования и услуг»</i>	<i>Moscow, Russia</i> <i>Москва, Россия</i>
4	<i>Conference "Equipment for Work on Shale "Oil and Gas Shale-2008"</i> <i>Конференция «Оборудование для работы на шельфе НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ-2008»</i>	<i>Moscow, Russia</i> <i>Москва, Россия</i>



101000 г. Москва, ул. Маросейка, 11/4, строение 4, офис19, тел.: +7 495 649 1207, тел./факс: +7 495 540 6856
Представительство в Минске: тел.: +375 17 204 8599, тел./факс: +375 17 203 8554.
E-mail: редактор – st@cttimes.org, маркетинг и реклама – ig@cttimes.org, подписка – magazine@crkt.ru

«Время колтюбинга» –
единственный специализированный международный журнал,
посвященный колтюбингу и внутрискважинным работам в России, США, Европе и Центральной Азии
Издается ежеквартально: 4 раза в год. С ноября 2007 года доступна электронная версия журнала!
Стоимость подписки на печатную версию журнала (№ 23-26) на 2008 год – 2500 рублей.
Стоимость подписки на электронную версию журнала на 2008 год – 2500 рублей.
Специальное предложение! Годовая подписка на печатную и электронную версии – 4000 рублей.

ПОДПИСНОЙ КУПОН

Заполните, пожалуйста, купон и отправьте его по факсу: +7 495 540 6856

Да, я желаю оформить подписку на 2009 год

☐

на печатную версию

☐

на электронную версию

Я желаю подписаться как

Пришлите счет на подписку

☐

физическое
лицо

☐

юридическое
лицо

☐

по факсу

☐

по электронной
почте

Ф.И.О.	
Должность	
Компания	
Адрес	
Город	
Край / область	
Страна	
Индекс	
Телефон	
Факс	
Эл. почта	

Вы можете оформить подписку на журнал «Время колтюбинга», а также ознакомиться с аннотациями статей на сайте www.cttimes.org

Уважаемый читатель!

Каждый раз, работая над выпуском, мы стараемся включить в него полезную Вам информацию, стремимся максимально приблизить наполнение журнала к сфере Ваших профессиональных интересов.
Напишите, пожалуйста, какие материалы Вам было бы интересно прочесть на страницах журнала «Время колтюбинга».

подпись _____





11/4, Maroseika Str., building 4, of.19, Moscow, 101000, Russia, tel.: +7 495 649 1207, tel./fax: +7 495 540 6856
Representative Office in Minsk: tel.: +375 17 204 8599, tel./fax: +375 17 203 8554.
E-mail: editor – st@cttimes.org, marketing and advertising – ig@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.

Published quarterly: 4 issue per year. Since November 2007 is available e-subscription!

Cost of annual print version of Coiled Tubing Times Journal is \$100,00.

Cost of annual e-version of Coiled Tubing Times Journal is \$100,00.

Special offer! Annual print subscription + e-subscription is \$160,00.

SUBSCRIPTION COUPON

Please, fill in Coupon and send it by fax: +7 495 540 6856

Yes, I would like to subscribe to International Coiled Tubing Times Journal for the 2009

☐

for print version

☐

for e-version

I would like to subscribe as

Send the Invoice Subscription

☐

Legal Entity

☐

Natural Person

☐

by fax

☐

by e-mail

First, Last name	
Position	
Company name	
Address	
City	
Region	
Country	
Zip Code	
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 _____

