



ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

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

ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

Ю.А. БАЛАКИРОВ, д.т.н., заместитель директора
по науке и технике международной компании
«Юг-Нефтегаз» Private Limited

К.В. БУРДИН, к.т.н., главный инженер
департамента по ремонту скважин с ГНКТ
"Шлюмберге"

Г.А. БУЛЫКА, главный редактор журнала

Б.Г. ВЫДРИК, директор Некоммерческого
партнерства «Центр развития колтюбинговых
технологий»

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

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

Н.А. ДЕМЯНЕНКО, к.т.н., директор
БелНИПИнефть

С.А. ЗАГРАНИЧНЫЙ, технический инженер –
эксперт по ГНКТ компании Trican Well Service

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

Р. КЛАРК, почетный редактор журнала

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

В.П. МОРОЗ, директор департамента
ГНКТ ООО «Интегра – Сервисы»

А.Я. ТРЕТЬЯК, д.т.н., профессор, академик РАЕН,
зав. кафедрой «Бурение нефтегазовых скважин и
геофизика» ЮРГТУ (НПИ)

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

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

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

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

VICE PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

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

Yu. BALAKIROV, Doctor of Engineering,
Deputy Director for Science and Technology
of the International Company
Yug-Neftegaz Private Limited

H. BULYKA, Editor-in-Chief

K. BURDIN, Doctor of Engineering, Coiled Tubing
Geomarket Technical Engineer Schlumberger

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

R. CLARKE, Honorary Editor

N. DEMYANENKO, Doctor of Engineering,
Director, BelNIPIneft

D. HRYBANOUSKI, First Deputy Director
General, NOV Fidmash

A. LAPATSENTAVA, Director General,
NOV Fidmash

V. MOROZ, Director of the Coiled Tubing
Department, Integra Services

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

A.Y. TRETIYAK, Doctor of Engineering, Professor,
Member of the Russian Academy of Natural
Sciences, Head of the Subdepartment of the Oil and
Gas Wells Drilling and Geophysics, SRSTU (NPI)

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

B. VYDRIK, Director, Nonprofit Partnership
"Coiled Tubing Technologies Development Center"

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

S. ZAGRANICHNY, technical engineer and
CT expert, Trican Well Service

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

ПОЧЕТНЫЙ РЕДАКТОР – Рон Кларк (rc@cttimes.org);
ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР – Галина Булыка
(halina.bulyka@cttimes.org);
КОММЕРЧЕСКИЙ ДИРЕКТОР – Виктор Шкляник
(victor.shklianik@cttimes.org);
РЕДАКТОР ИНТЕРНЕТ-САЙТА – Василий Андреев;
ПЕРЕВОДЧИКИ – Григорий Фомичев, Светлана Лысенко;
ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ – Наталья Михеева;
ГЛАВНЫЙ НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ –
В.С. Войтенко, д.т.н., профессор, академик РАЕН;
НАУЧНЫЕ КОНСУЛЬТАНТЫ – Л.А. Магадова,
д.т.н., зам. директора Института промысловой химии
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; И.Я. Пирч, заместитель
директора СЗАО «Новинка»; Х.Б. Луфт, старший
технический советник компании Trican Well Service;
К. Ньюман, технический директор компании NOV CTES;
А.В. Кустышев, д.т.н., профессор.
МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА – Марина Куликовская
(advert@cttimes.org);
КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН –
Людмила Гончарова;
ПОДПИСКА И РАССЫЛКА – cttimes@cttimes.org

HONORARY EDITOR – Ron Clarke (rc@cttimes.org);
EDITOR-IN-CHIEF – Halina Bulyka
(halina.bulyka@cttimes.org);
SALES MANAGER – Victor Shklianik
(victor.shklianik@cttimes.org);
WEBSITE CONTENT MANAGER – Vasili Andreev;
TRANSLATORS – Gregory Fomichev, Svetlana Lysenko;
EXECUTIVE EDITOR – Natalia Miheeva;
CHIEF SCIENTIFIC CONSULTANT – V. Voitenko,
Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian
Academy of Natural Sciences;
SCIENTIFIC CONSULTANTS – L. Magadova, Doctor
of Engineering, Deputy Director of Institute of Industrial
Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas;
I. Pirch, Deputy Director of CJSC Novinka; H.B. Luft, Professor,
Senior Technical Advisor of Trican Well Service; K. Newman,
Technical Director of NOV CTES; A. Kustyshev, Doctor
of Engineering, Professor.
MARKETING AND ADVERTISING – Marina Kulikovskaya
(advert@cttimes.org);
COMPUTER MAKING UP & DESIGN –
Ludmila Goncharova;
SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION – cttimes@cttimes.org

ИЗДАТЕЛЬ
ООО «Оптимист»

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ
119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224,
Тел.: +7 499 788 91 24, тел./факс: +7 499 788 91 19.
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.
Журнал зарегистрирован Федеральным агентством
по печати и массовым коммуникациям РФ.
Регистрационный номер ПИ № 77-16977.

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

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

Отпечатано в Республике Беларусь, г. Минск
Заказ № 2746

PUBLISHER
LLC OPTIMIST

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

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE
5/1, Pyzhevski Lane, office 224,
Moscow 119017, Russia.
Phone: +7 499 788 91 24, Fax: +7 499 788 91 19.
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.
The Journal is registered by the Federal Agency of Press
and Mass Communication of Russian Federation.
Registration number ПИ № 77-16977.

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

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

The Journal offers a cooperation
to advertisers and persons concerned.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Вышел из печати новый номер журнала «Время колтюбинга», первый в этом году. В нем вы найдете как уже привычные, так и новые рубрики, открытие которых все редакции мира традиционно приурочивают к первым номерам года.

Мы открываем выпуск жизнерадостным утверждением: «Нам 10 лет!» Уже десять... Целых десять... Солидный возраст для научно-практического специализированного издания в стремительно меняющемся мире. Мы счастливы, что все эти годы вы, дорогие читатели, были с нами, что мы постоянно ощущали ваш неподдельный интерес к нашему проекту, к современным технологиям нефтегазового сервиса. Этот интерес, как нить Ариадны, помогал нам находить самую востребованную информацию в лабиринте разнообразных сведений, обрабатывать ее и предлагать вашему вниманию.

Вот и в этом выпуске журнала мы постараемся сделать для вас маленькие открытия: рассказать об уникальных компаниях, эксклюзивном сервисе, замечательных людях.

В качестве «Гостя номера» встречайте генерального директора одной из самых динамично развивающихся нефтяных компаний СНГ – компании «Белоруснефть» – Александра Ляхова. Возглавляемое им предприятие в последние годы стало одним из самых активных участников процесса внедрения передовых технологий нефтесервиса. В частности, специалисты «Белоруснефти» одними из первых на постсоветском пространстве начали осваивать технологию реконструкции скважин методом бурения бокового ствола. В настоящее время здесь успешно осваивается направленное бурение боковых стволов с помощью колтюбинга.

Колтюбинговому бурению посвящен и первый выпуск новой рубрики журнала: заочного «Семинара ВК». Материал подготовлен на основе презентации, озвученной в процессе учебного семинара, предвзявшего 12-ю Международную научно-практическую конференцию «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», и представлен в форме слайдов с комментариями автора, члена редакционного совета проекта «Время колтюбинга», известного специалиста Станислава Заграничного. Мы очень надеемся, что такая форма подачи окажется для вас удобной и ждем вас на очном семинаре, который будет предвзывать следующую, 13-ю конференцию. Не сомневаемся, что это число окажется для всех нас счастливым!

Бурение боковых горизонтальных стволов с помощью колтюбингового оборудования – самая многообещающая на сегодняшний день технология добычи сланцевого газа. О ней мы рассказываем в рубрике «Перспективы».

Обращаю ваше внимание также на материал «Эксклюзивный сервис для уникального месторождения», в котором речь идет о не имеющих аналогов работах, проведенных на Ванкорском месторождении на севере Западной Сибири.

Как всегда, мы постарались выдержать рубрикацию и представить материалы в систематизированном, удобном для читателей виде. Надеемся, что диалог с вами у нас состоится. Ждем ваших писем, вопросов, предложений по знакомому вам адресу: cttimes@cttimes.org.

Рон КЛАРК

EDITORIAL

This is the first issue of the Coiled Tubing Times Journal since the beginning of the year. Alongside with the regular columns you are going to find on its pages some new headings, such way to start a new year being a common tradition among editors throughout the world.

Our issue greets its readers with a cheerful 'We Are 10 Years Old!' statement. We are ten already... As many as ten years... A respectable age for a specialized journal which pursues academic and practical interests and dares to exist in the fast-paced world. We are happy because you have been with us for all these years and we have been aware of your genuine interest in our project and in the cutting edge technologies of the oil and gas service. This interest served us as Ariadne's thread, leading us through the maze of information and helping us to find the data in high demand, process them and present to you.

This issue is not an exception, relating its small discoveries of unique companies, exclusive services and remarkable people.

Another Guest of the Issue is Aleksander Lyakhov, the Director General of Belorusneft, one of the most dynamic oil companies in the CIS. Over the recent years the enterprise under his management has come to the forefront putting into practice the advanced technologies of the oil and gas service. Thus, Belorusneft experts were among the first to have mastered sidetrack drilling for the purpose of well workover. Today the enterprise succeeds in employing coiled tubing for directional drilling of sidetracks.

Coiled tubing has also become the focal point of the first article within the distance course of the CTTimes Seminar, another new column of our journal. Its materials are based on the presentation made at the training session prior to the 12th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference; these are actually presentation slides accompanied by the comments of their author, Stanislav Zagranichnyy, a well-known expert and one of the members of the Coiled Tubing Times editorial board. We believe such format to be convenient and expect you to visit the live meeting session which is going to precede the next Seminar and Workshop, the 13th in succession. Undoubtedly, this will be a lucky number for all of us!

Coiled tubing used for drilling horizontal sidetracks is the most promising among the current technologies of shale gas production. We cover the issue in the Prospects column.

Let me also draw your attention to the information contained in the 'Exclusive Service for the Unique Field', an article telling of an unparalleled experience of works carried out at the Vankor Field in the north of Western Siberia.

We still adhere to the system of headings and columns, which is the most convenient way to present information to the readers. We rely on you to keep our dialogue alive and look forward to receiving your letters, questions and suggestions sent, as it is usually done, at cttimes@cttimes.org.

Ron CLARKE

Нам 10 лет!

(в 2012 году «Время колтюбинга» празднует первый круглый юбилей).....6

ГОСТЬ НОМЕРА

Целенаправленно двигаться вперед
(интервью с **А.А. Ляховым**, генеральным директором
производственного объединения «Белоруснефть»).....8

ПЕРСПЕКТИВЫ

Л.М. Груздилович, Н.А. Демяненко
Оборудование и технологические
возможности добычи сланцевого газа.....18

ТЕХНОЛОГИИ

Д.Л. Третьяков, М.И. Галай
Первый опыт освоения и ремонта
многозабойных скважин
с применением механизма
ориентации гибкой трубы.....26

ПРАКТИКА: СЛОВО ЗАКАЗЧИКУ

Эксклюзивный сервис для уникального
месторождения
(интервью с **Ш.Г. Абдрахмановым**, гл. специалистом
повышения производительности резервуара и геолого-
технических мероприятий (УППР и ГТМ)
ЗАО «Ванкорнефть»).....30

ОБОРУДОВАНИЕ

Берни Луфт
Барабанные соединительные муфты
как альтернатива сварным соединениям
гибких труб40

РЕГИОНЫ: УЗБЕКИСТАН

Планируем освоить колтюбинговое
бурение
(интервью с **Ж.Н. Рахмановым, А.Ж. Акажановым,**
Ф.Б. Нематовым, представителями Международной
группы ERIELL)56

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Газ метан из ледяного домика.
Колтюбинг готов добывать газ из
газогидратного пласта58

СЕМИНАР ВК

Колтюбинговое бурение
(материал подготовлен на основе презентации,
озвученной в процессе учебного семинара,
предварявшего 12-ю Международную научно-
практическую конференцию «Колтюбинговые
технологии и внутрискважинные работы»)63

Характеристики наиболее распространенных колтюбинговых установок, работающих в России82

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

Геофизика XXI века
(Научно-практическая конференция «Новые
возможности, техника и технологии геофизических
исследований скважин»)84

Российская техническая нефтегазовая
конференция и выставка SPE 2012 по
разведке и добыче пройдет в Москве
с 16 по 18 октября 2012 года90

PERSONA GRATA

Юрий Балакиров: «Жизнь – вечный
великий учитель»94

А–Ω

Будущее редко бывает таким,
каким оно видится
(Марк Пенн и его «Микротенденции»)100

We Are 10 Years Old!

(in 2012 CTT celebrated its first anniversary).....7

GUEST OF THE ISSUE

Moving Forward with a Goal in Mind

(interview with **A. Lyakhov**, Director General of Belorusneft Production Association).....8

PROSPECTS

L. Hruzdzilovich, N. Demyanenko

Equipment and Technology for Shale Gas Production.....18

TECHNOLOGIES

D. Tretyakov, M. Galay

First Experience of Development and Repair of Downhole Splitters with Utilization of Coiled Tubing Orientation Device.....26

PRACTICE: WORD TO CUSTOMER

Exclusive Service for the Unique Deposit

(interview with **Sh. Abdrakhmanov**, Chief Specialist for Productivity Improvement of Reservoir and Geo-technical Activities (UPPR and GTM) of JSC Vankorneft).....30

EQUIPMENT

H.B. (Bernie) Luft

Spoolable Mechanical Connectors – an Alternative to Joining Coiled Tubing by Welding40

REGIONS: UZBEKISTAN

We Plan To Master Coiled Tubing Drilling

(interview with **Zh. Rakhmanov, A. Akazhanov, F. Nematov**, representatives of ERIELL International Oil Service Group)56

UNCONVENTIONAL SOURCES OF HYDROCARBONS

Gas Methane from Ice House. Coiled Tubing Is Ready To Extract Gas From Gas Hydrated Deposits58

CTTIMES SEMINAR

Coiled Tubing Drilling

(the seminar materials are based on the presentation made during the training workshop that preceded the 12th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference)63

Manufacturer's Specifications of Most Widely Sold CTUs in Russia82

CONFERENCES AND EXHIBITIONS

Geophysics of the 21st Century

(Theoretical and Practical Conference 'New facilities, Equipment and Technologies for Geophysical Exploration of the Wells')84

SPE Russian Oil & Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition Will Be Held on 16–18 October, 2012 at the All-Russia Exhibition Center in Moscow90

PERSONA GRATA

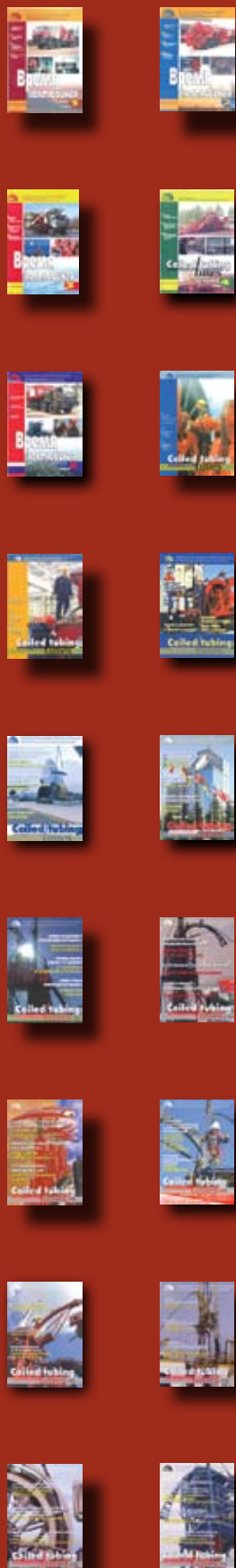
Yuri Balakirov: "Life Is a Great Teacher"94

A-Ω

The Future Rarely Turns Out as Predicted

(Mark Penn and His 'Microtrending')101

НАМ 10 ЛЕТ!



Десять лет назад вышел первый номер журнала «Время колтюбинга». В нем еще не было параллельного английского текста, объем насчитывал всего 32 страницы, еще только нащупывалась рубрикация и обсуждались подходы к форме изложения сложных для восприятия сведений о редкой тогда, но многообещающей для России и СНГ технологии. Но уже в конце 2003 года журнал стал двуязычным, а к 2007 году была уточнена концепция, на которой проект «Время колтюбинга» смог чувствовать себя вполне устойчиво, интенсивно развиваться, расширять тематику от почти исключительно колтюбинга до широкого спектра инновационных технологий нефтегазового сервиса.

В начале пути интеллектуальное ядро редакции составили специалисты Группы ФИД, готовившие к публикации материалы I Всероссийской конференции по колтюбинговым технологиям и II Всероссийской научно-технической конференции по проблемам колтюбинга в нефтегазовом комплексе России, где основные проблемы развития отечественного нефтегазового сервиса были поставлены, а пути их решения намечены. Опубликованные материалы явились прообразом нового журнала.

Забегая вперед, скажем, что ежегодная конференция как неотъемлемая часть проекта «Время колтюбинга» также успешно развивается. К слову, тогда, на рубеже нулевых, такая конференция тоже была в новинку. Это теперь в России проводить встречи специалистов стало модным. Но и в многообразии предложений наша конференция не потерялась.

К настоящему времени она приобрела статус международной, в число ее соучредителей вошла Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ИСоТА), но, самое главное, она стала настоящим клубом единомышленников, площадкой эффективного обмена опытом, местом встречи сподвижников внедрения новейших технологий нефтегазового сервиса. **Ждем вас, дорогие читатели, 31 октября – 2 ноября 2012 г. в Москве на 13-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», где мы вместе торжественно отпразднуем первый круглый юбилей журнала «Время колтюбинга»!**

Несколько моложе печатной версии журнала сайт www.cttimes.org, но и он интенсивно развивается не только как проводник идей проекта «Время колтюбинга» во Всемирной паутине, но прежде всего как новостной агрегатор самой свежей технической и технологической информации по нефтегазовому сервису.

Все эти годы «Время колтюбинга» рос вместе с колтюбингом в России. И наш проект, и отечественный нефтегазовый сервис развивались как качественно, так и количественно. У журнала увеличивались объем и тираж, множился авторский актив, росла широта распространения, появлялось все больше новых тем. А в нефтегазовом комплексе заявляли о себе новые производители оборудования, организовывались отечественные компании, способные выполнять высококачественный сервис и сложнейшие внутрискважинные операции, росла роль местных сервисных организаций... Рост количества колтюбинговых установок в России в эти годы шел значительно быстрее, чем в среднем по миру, а число производимых с их помощью работ увеличилось как минимум десятикратно. Причем это увеличение сопровождалось усложнением операций: помимо простых промывок все более популярными ныне становятся геофизические исследования скважин с помощью гибкой трубы и колтюбинговое бурение на больших глубинах. Мы полагаем, что между нашими усилиями по развитию проекта и успехами колтюбинга в России и СНГ усматривается прямо пропорциональная зависимость. Надеемся, что вы простите юбилярам некоторую нескромность.

В следующих номерах мы предложим вашему вниманию материалы о пути (10 лет – еще не история!) колтюбинга в России и СНГ, написанные на основе журнальных публикаций. Мы представим вам нефтегазовый сервис нового времени – «Времени колтюбинга». ©

WE ARE 10 YEARS OLD!

It has been ten years since the first issue of the Coiled Tubing Times Journal was published. That first issue did not provide the English version and contained only 32 pages, its columns and headings did not yet take their final appearance and the choice of approach to presenting information on a complicated technology which was then a rare one, though promising, in Russia and the CIS, was still under discussion. However, as early as in 2003, the journal appeared in the bilingual version, and by 2007 it had its concept adjusted so as to provide the project with a solid foundation to stand on, with the prospects of intensive development and opportunities to cover more and more topics, from coiled tubing proper to a wide range of cutting-edge technologies in the sphere of oil and gas service.

Initially the editorial think tank comprised the experts from the FID Group who prepared for publication the materials of the 1st All-Russian Conference on Coiled Tubing Technologies and the 2nd All-Russian Seminar and Workshop on the Issues of Coiled Tubing in the Russian Oil and Gas Complex which outlined the key problems of the national oil and gas service development and approaches to their solution. The publications predetermined the image of the new journal.

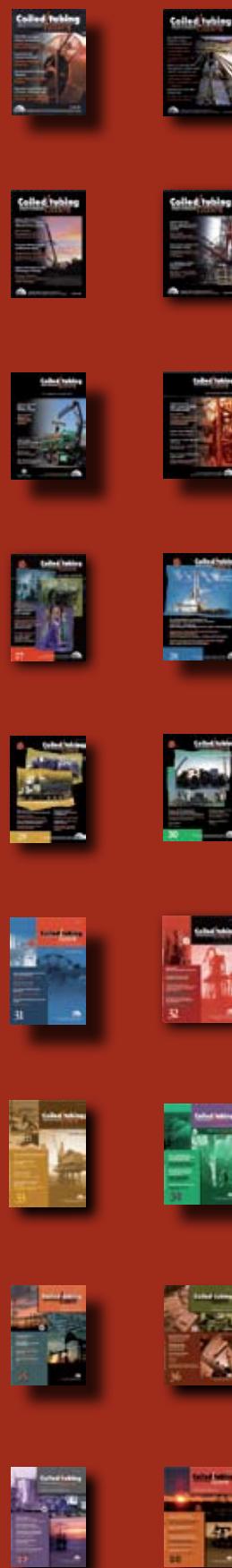
Looking ahead, we can say that the annual conference is also making good progress within the Coiled Tubing Times project. It should be mentioned that at the turn of the millennium such conference was something of a novelty as well.

But even today, with expert meetings having come into fashion in Russia, our conference remains a landmark in the existing variety.

By now it has acquired an international status, having the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) as one of its co-founders, but what is the most important is that it turned into an affinity group, a platform for efficient exchange of experience, a venue for those arguing for the introduction of state-of-the-art technologies in the oil and gas service. **We look forward to seeing our readers at the 13th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference to be held in Moscow from October 31 to November 2, 2012 where we are going to celebrate the tenth anniversary of the Coiled Tubing Times Journal!**

The www.cttimes.org web-site is a little younger than the print version, but it moves ahead bringing to life the message of the Coiled Tubing Time project within the boundaries of the World Wide Web and, first and foremost, serving as the news aggregator for the updated technical and technological information on the oil and gas service.

Throughout all these years the Coiled Tubing Times project has grown along with the growth of the Russian coiled tubing technologies, the growth of both being in scope as well as in quality. The journal grew in the number of pages and copies, expanded its authors' team and coverage area, and addressed more and more new issues. Meanwhile, the oil and gas service came to know new equipment manufacturers and domestic companies which were able to render high quality services and perform the most complicated intervention activities, and saw the role of local service structures growing... The rate of growth of the number of coiled tubing units in Russia over these years was much higher than the average growth rate for the rest of the world, and the number of operations carried out by them increased at least tenfold. Moreover, such increase was accompanied by introduction of more and more sophisticated types of work, with common flushing operations giving way to coiled tubing well logging and deep drilling. We believe that the success of coiled tubing technologies in Russia and the CIS is in direct proportion to our efforts made within the framework of the project. We hope that on the eve of our anniversary you will forgive us for this immodest statement. ☺



ЦЕЛЕНАПРАВЛЕННО ДВИГАТЬСЯ ВПЕРЕД MOVING FORWARD WITH A GOAL IN MIND

*В рубрике «Гость номера» выступает А.А. ЛЯХОВ, генеральный директор
производственного объединения «Белоруснефть».*
Our next guest of the issue is A.A. Lyakov, Director General of Belarusneft Production Association.

Александр Андреевич ЛЯХОВ

Родился 7 июля 1962 года в Гомельской области, Беларусь.

*В 1984 году с отличием окончил Гомельский
государственный университет по специальности
«экономика труда».*

*С 1984 года работал в производственном объединении
«Западнефтегеофизика» (г. Гомель) инженером,
начальником отдела труда и заработной платы,
главным бухгалтером, заместителем генерального
директора по финансово-экономическим вопросам.*

*С 1996 года – заместитель генерального директора по
экономике и финансам, с 2000 года – первый заместитель
генерального директора РУП «Производственное
объединение «Белоруснефть».*

*В июне 2001 года назначен генеральным директором
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть».*

*После создания государственного производственного объединения
«Белоруснефть» с 26.12.2006 назначен генеральным директором
государственного производственного объединения – генеральным директором
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть».*

Имеет государственные награды и почетные звания.



Alexander Andreevich LYAKHOV

*Alexander Lyakhov was born in Gomel Region,
Belarus, on July 7, 1962.*

*In 1984 he graduated from Gomel State
University, where he studied labor economics,
and was employed by manufacturing group
Zapadneftegeofizika (Gomel), first as an
engineer, then as the Head
of Labor and Wages Department, Deputy
Director General in charge of finance
and economy.*

*In 1996 he took the position of Deputy Director
General in charge of finance and economy
at production association Belarusneft and in
2000 was promoted to Senior Deputy Director
General.*

*After the creation of state production association
Belorusneft, he was appointed its Director
General on 26.12.2006.*

*Alexander Lyakhov is a holder of state awards
and honorary titles.*

Время колтубинга: Александр Андреевич, возглавляемая Вами компания в последние годы неожиданно для экспертов и аналитиков отрасли стала одним из самых активных участников процесса внедрения передовых технологий нефтесервиса. Как Вам и Вашим коллегам удалось преодолеть инертность системы, которая по определению противодействует внедрению любых инноваций?

Александр Ляхов: Процесс внедрения современных технологий для нашего предприятия неслучайный. Можно сказать, что этот путь был предопределен при самом создании предприятия белорусских нефтяников.

«Белоруснефть» – это не только добывающая организация, это сервисная, инжиниринговая компания, имеющая солидный опыт изучения и применения инноваций. Еще во времена Советского Союза наше предприятие находилось не на последних позициях по внедрению новой техники и технологий. Здесь, как на своеобразном полигоне, обкатывались многие передовые технологии в

Coiled Tubing Times: Alexander Andreevich, experts and analysts have been surprised lately to see the company you head entering the list of enterprises, which actively apply state-of-the-art oil service technologies. How did you and your colleagues manage to overcome the inertia of the system, which resists any innovations by definition?

Alexander Lyakhov: Introduction of modern technologies is not accidental for our enterprises. I should say that the enterprise of the Belarusian oilers was destined to follow this way from the moment of its creation.

Belarusneft is not just a production company. This is a service and engineering organization with rich experience of studying and applying the innovations. Even back in Soviet time our enterprise was one of those companies that actively applied new equipment and technologies. It was like a testing range, where Soviet Ministry of Oil Industry tried many advanced technologies. The fact that many producers of geological survey and oil equipment were near, wasn't the only reason for choosing the site of approbation

рамках Министерства нефтяной промышленности СССР. И то, что рядом находились производители геологоразведочного и нефтяного оборудования, – стало не единственной предпосылкой в выборе места апробации новшеств. Уже тогда специалисты понимали, что Белоруссия не является главным нефтяным регионом Советского Союза. За счет больших темпов отбора добыча нефти в республике резко снизилась. Вот тогда-то на помощь и пришли новые для того времени технологии и оборудование. И «Белоруснефть» стала оптимальной площадкой и для испытаний, адаптации и внедрения передовых технологий: развитая инфраструктура, своя наука, сложная геология, подготовленные кадры.

Кроме этого, после распада Советского Союза белорусские геофизические организации системы Миннефтепрома СССР, машиностроительные предприятия, которые занимались производством нефтяного и геологоразведочного оборудования, научные подразделения, т.е. весь белорусский сервисный блок, постепенно был включен в состав объединения «Белоруснефть». Вернулись и многие наши специалисты, которые работали в Западной Сибири, в других регионах мира. Таким образом, наше предприятие не растащили на части, оно осталось в государственной форме собственности.

Так что сама жизнь подсказала нам это направление. С скромная ресурсная база оказалась, ►

of novelties. Even at that time specialists understood that Belarus wasn't the principal oil region of Soviet Union. Due to the great recovery rates, the production of oil in the republic slumped. It was at that time, when new technologies and equipment came to the rescue. And Belorusneft became the best ground for tests, adaptation and introduction of the advanced technologies: the developed infrastructure, science, sophisticated geology and trained personnel.

Besides, after the collapse of the Soviet Union, Belarusian geophysical organizations that made part of the Soviet Ministry of Oil Industry, engineering companies, engaged in production of oil geological survey equipment, scientific divisions and all Belarusian service block were gradually included in the association Belorusneft. Many of our specialists, who worked in Western Siberia and other regions of the world, returned home. Thus, our enterprise wasn't ransacked. It remained in state property.

So, life itself showed us this direction. Incredible as it may seem, modest resource base gave an impetus to the development: the proved reserves in our region, most of which are problematic, can be recovered only with the help of innovations.

Economic and political conditions contribute to amplification of our efforts today: the creation of the CIS and common economic space. All of it provides an opportunity for cooperation with oil, service and ►

НАША СПРАВКА

Республиканское унитарное предприятие «Производственное объединение «Белоруснефть» создано в 1966 году.

Виды деятельности: поиск, разведка и разработка нефтяных месторождений, добыча нефти и попутного газа, переработка попутного нефтяного газа, нефтяной сервис, научно-исследовательские и проектно-изыскательские работы, машиностроение, экспорт нефти и продукции газопереработки, реализация нефтепродуктов и сжиженных автомобильных газов через собственную сеть авто-, автогазозаправочных станций.

«Белоруснефть» объединяет высокотехнологичные подразделения нефтегазодобывающего и сервисного блока, научно-исследовательский проектный институт нефти «БелНИПИнефть», проектный институт «Белоруснефть-Нефтехимпроект», Белорусский газоперерабатывающий завод, дочерние предприятия по обеспечению нефтепродуктами, учебный центр.

«Белоруснефть» сотрудничает с ведущими нефтяными предприятиями России и с национальной нефтяной компанией Венесуэлы.

В Беларуси годовой объем добычи нефти составляет около 1,7 млн т, попутного нефтяного газа – более 200 млн м³.

OUR REFERENCE

The republican unitary enterprise Belorusneft Production Association was founded in 1966.

Its main activities include: search, investigation and development of oil fields, production of oil and associated gas, oil service, R&D and design and exploration operations, engineering, export of oil and gas refining products, sales of oil products and liquefied motor gases via personal network of auto stations and filling stations.

Belorusneft includes high-tech divisions of O&G production and service, oil R&D design institute BelNIPIneft, design institute Belorusneft-Neftekhimproekt, Belarusian Gas Refining Works, subsidiary enterprises on petroleum logistics support and a training center.

Belorusneft cooperates with the leading oil enterprises of Russia and the National Oil Company of Venezuela.

The annual volume of oil production in Venezuela amounts to 1.7 million tons and over 200 million cubic meters of associated oil gas.

как это ни парадоксально звучит, стимулом для развития нефтесервиса: доказанные запасы в нашем регионе, большая часть из которых относится к трудноизвлекаемым, могут быть добыты только с применением инноваций.

Сегодня на активизацию наших усилий работают экономические и даже, если хотите, политические условия: образование СНГ и Единого экономического пространства. Все это дает возможность сотрудничать с нефтяными, сервисными, научными структурами разных стран – идет постоянный процесс обоюдного обмена идеями, мнениями, технологиями. Мы открыты для этой работы.

Крупная организация обладает определенной долей инертности. Но, с другой стороны, именно благодаря отлаженной системе, централизованной структуре управления мы и стали внедрять у себя все то новое, передовое, что нам сегодня доступно.

Как и при любой работе, есть административное и экономическое начала. И мы стараемся два вида воздействия на процесс гибко, сбалансированно использовать. Что касается кадров, мы делаем акцент на молодежь. Молодые специалисты более активны, энергичны, но у них зачастую не хватает опыта. Стремимся поддерживать баланс интересов нескольких поколений, которые работают сегодня в объединении «Белоруснефть».

scientific structures of various countries – the constant process of mutual exchange in ideas, opinions and technologies is going on. We are open for this work.

Big organizations have a certain degree of inertia. But on the other hand, smoothly running system, centralized structure of management allowed us introducing those new, advanced things that are available to us today.

Any work has administrative and economic aspects. And we try to flexibly balance these two types of influence. As for the personnel, we give a priority to the youth. Young specialists are more active and energetic, but they often lack experience. We try support the balance of interests of several generations working in Belorusneft association today.

CTT: What is the role of manager in the process of technical readjustment of a company? What was the most difficult thing for you on this way?

A.L.: The most important thing is to understand the necessity of this process and move forward with a goal in mind. The mood of the leader, his will and intentions are transferred to the staff. He gives an impetus and takes decision. Technological readjustment is related to certain economic inflows. That is why it is not easy to refuse from

Доказанные запасы в нашем регионе, большая часть из которых относится к трудноизвлекаемым, могут быть добыты только с применением инноваций.

The proved reserves in our region, most of which are problematic, can be recovered only with the help of innovations.

ВК: Какова роль руководителя в процессе технологического перевооружения предприятия? Что на этом пути оказалось самым трудным лично для Вас?

А.Л.: Самое главное – понимать необходимость этого процесса и целенаправленно двигаться вперед. Настрой руководителя, его воля, желание передаются коллективу. Именно он дает импульс, принимает решение. Технологическое перевооружение связано с определенными экономическими вливаниями. Поэтому непросто отойти от традиционных методов, сделать выбор в пользу инноваций. Тем более когда предприятие работает на истощенной ресурсной базе и существует масса сиюминутных проблем в текущей ситуации разработки месторождений.

Внедрение новой техники и технологий – всегда определенный риск и долгоиграющий процесс. Да, безусловно, должен быть четкий расчет, технико-экономическое обоснование, жесткий план, ответственность персонально за этапы.

traditional methods and make a choice in favor of innovations. Especially, when the enterprise works with the exhausted resource base and there are many everyday problems in the current field development operations.

Introduction of new equipment and technologies always takes long time and is related to a certain degree of risk. Precise calculation, feasibility plan, tough schedule and personal responsibility at every stage are necessary. But even with all these conditions observed the risks are still very high. But this must be the destiny of the director: assuming risk, coordination and control. But you shouldn't patronize some selected specialists. Everybody involved in innovations should have the right for a mistake. The process of introducing new technologies in subsurface resource management is of scientific probabilistic nature and unexpected results are possible. But if you bite people's heads off, punish them for errors, it will ultimately put them off risking, working and bearing responsibility for the

Но даже при соблюдении всех этих составляющих риски очень высокие. Но в этом, наверное, и судьба руководителя – взять на себя риск, координировать и контролировать процесс. Но ни в коем случае не подменять, постоянно опекая, конкретных специалистов. Все занятые в работе с инновациями должны иметь право на ошибку. Сам процесс внедрения новых технологий в недропользовании носит научно-вероятностный характер, и, соответственно, на этом пути не исключены неожиданные результаты.

Если же строго критиковать и наказывать людей за просчеты, в конечном итоге это отобьет желание рисковать, работать и нести ответственность за результат. В любом процессе главенство не в химии, не в железе, главенство в человеке. Именно человек, даже при внедрении технологии, может или гибко подойти к вопросам, или, допустив ряд ошибок, загубить дело.

Поэтому самое сложное – поверить в людей, поверить в то, что нам по силам переход на новые технологии, суметь правильно выстроить взаимоотношения в коллективе, вселить в каждого уверенность, что надо двигаться вперед – другого пути у нас нет. И руководитель здесь выступает гарантом безопасности.

ВК: Какие именно передовые технологии нефтесервиса Вашим предприятием освоены? Какие технологии находятся в процессе освоения?

А.Л.: Специалисты объединения «Белоруснефть» одними из первых на постсоветском пространстве начали осваивать технологию реконструкции скважин методом бурения бокового ствола. Это было еще в 1998 году. За 13 лет с помощью такого метода реанимировано более 200 скважин, что позволило дополнительно добыть свыше 2 млн т нефти. Если поначалу мы использовали установки повышенной грузоподъемности американского и канадского производства, то с 2010 года начали активно применять отечественные агрегаты, изготовленные гомельским машиностроительным предприятием ОАО «Сейсмотехника».

С 2007 года ремонтируем скважины с помощью колтюбинговой установки МК30Т производства Группы ФИД. Эта белорусская техника позволяет работать в преобладающем для Припятского прогиба спектре геолого-технических условий.



*Буровая установка «Бентек». Москвичевское месторождение
Bentek drilling rig. Moskvichevsky Field*

result. In any process human factor is more important than chemistry and iron. Even when the technology is applied, a man can either take a delicate handling of the problem or do a number of errors and make a mess of the job.

That is why the most difficult thing is to trust people, believe that transition to new technologies is possible, be able to correctly build the relationship in the company's community, make everyone feel sure that it is necessary to move forward. There is no other way. And the manager is a guarantor of security.

CTT: What oil service technologies have your company already mastered? What technologies are still underway?

A.L.: The specialists of Belarusneft were one of the first in the post-Soviet space to try sidetracking as a well reconstruction technology. It was back in 1998. During 13 years this method helped us to reanimate over 200 wells and produce 2 million tons of extra oil. While in the beginning we used the extra load units of American and Canadian production, starting from 2010 we started to actively apply the domestic units produced by Gomel-based engineering company "Seismotekhnika".

Starting 2007, we have been servicing wells with the help of a CT unit MK30T produced by FID Group. This Belarusian equipment allows working in a range of geological/technical conditions prevailing in the region of Pripjat depression.

During this time we mastered a number of CT technologies, their complexity and targets rising every year. From simple bottomhole treatment operations we passed to directional sidetracking. We use the coiled tubing (CT) with the diameter of 2 inches equipped with a geophysical cable and specialized system of directional drilling produced

За это время освоено ряд колтюбинговых технологий, сложность и задачи которых с каждым годом возрастают. От простых обработок призабойной зоны скважин мы пришли к проведению направленного бурения боковых стволов.

Для таких работ используем гибкую трубу (ГТ) диаметром 50,8 мм, которая оснащена геофизическим кабелем и специализированной системой направленного бурения белорусского производства Группы ФИД. Она позволяет в режиме реального времени контролировать скважинные призабойные условия и управлять параметрами бурения и траекторией ствола. Например, в прошлом году на двух действующих скважинах для увеличения зоны дренирования пробурили в карбонатных коллекторах по два боковых ствола протяженностью от 62 до 170 м. В этом году запланировали бурение дополнительных стволов с помощью колтюбинга еще в 6 скважинах.

Наше предприятие активно развивает технологию гидравлического разрыва пласта. Наряду с традиционными ГРП, при которых закачивается до 100 т расклинивающего материала с концентрацией до 1200 кг/м³, мы проводим ГРП с проппантом в карбонатных коллекторах и кислотные гидроразрывы с предварительной изоляцией водопритоков. Также успешно выполняем гидроразрывы на скважинах глубиной до 5000 м, проводим поинтервальные малообъемные разрывы без применения специализированного пакерного оборудования в горизонтальных скважинах.

Сейчас основная работа специалистов предприятия направлена на адаптацию и внедрение еще одного вида ГРП – азотно-пенного, а также на снижение нагрузок полимера в жидкости разрыва, вплоть до проведения операций на линейном геле. Ведутся исследования по применению «меченого» проппанта с целью контроля геометрии трещины, модификаторов фазовой проницаемости и замедлителей реакции кислотных составов.

В соответствии с «Перспективной программой развития и внедрения новой техники и технологий до 2015 года» разработана технология строительства многоствольных скважин 4-го уровня сложности TAML, которая позволяет проводить ГРП в каждом из стволов. В настоящее время по данной технологии бурим скважину на одном из белорусских месторождений – Северо-Домановичском. Здесь же в 2010 году пробурена многоствольная скважина 2-го уровня сложности.

В «Белоруснефти» накоплен значительный практический опыт и в области третичных методов повышения нефтеотдачи. Речь идет об увеличении охвата пласта заводнением с использованием большого спектра полимерных композиций.



Гидроразрыв пласта. Славянское месторождение
Fracturing. Slavansky Field

by the Belarusian Group FID. It provides for on-line control of downhole conditions, parameters of drilling and well path. For instance, two sidetracks lasting from 62 m to 170 m were drilled in the carbonate basins for the enlargement of drainage zone last year. This year we plan to do CT sidetracking at 6 other wells.

Our company actively develops the fracturing technology. We not only do the traditional fracturing with 100 tons of wedging material and concentration of up to 1200 kg/m³, but also make proppant fracturing with preliminary isolation of water inflow. We also successfully do the fracturing in the wells with the depth of 5,000 meters, make interval low-volume fractures without special packer equipment in the horizontal wells.

At the moment the specialists of the enterprise concentrate their efforts on adaptation and introduction of a new nitrogen/foam type of fracturing and lowering the polymer loads in the fracturing liquid as well as liner gel operations. We also conduct researches on application of fracture geometry, modifiers of permeability and acid inhibitors.

In compliance with the Projected program of new equipment and technology development ending 2015, we designed a technology of building multilateral well of the 4th TAML complexity level providing for fracturing operations in every track. At the moment we use this technology to drill a well at one of the Belarusian fields, Severo-Domanovichsky Field. A multilateral well of the second degree of complexity was drilled there in 2010.

Belorusneft has rich practical experience in tertiary methods of oil recovery. They provide for higher sweep efficiency and the use of a wide range of

В 2011 году провели промысловые испытания технологии вытеснения нефти мелкодисперсной водогазовой смесью на Осташковичском и Тишковском месторождениях Беларуси. В 2012 году работа продолжена на Речицкой площади.

ВК: Освоение каких новейших нефтесервисных технологий у Вас намечено в перспективе?

А.Л.: Мы планируем продолжать техническое и технологическое переоснащение нефтесервисного блока предприятия, ежегодно приобретая по 5–6 современных высокопроизводительных стационарных и мобильных буровых установок большой грузоподъемности для белорусского региона и 3–4 такие же установки для наших зарубежных проектов. Подразделение, осуществляющее операции по ГРП, в ближайшие годы будет доукомплектовано еще одним комплексом оборудования для гидроразрывов с суммарной мощностью насосных блоков в 10 тыс. л.с. и позволяющим работать до максимального давления 135 МПа. Приобретем три азотные установки с максимальной производительностью по азоту 300 м³/мин каждая и давлением нагнетания до 100 МПа. В планах – применение мультипакерных систем для поинтервальных ГРП и проведение гидроразрывов с применением колтюбинга.

В области колтюбингового бурения намечено освоение технологии бурения скважин с депрессией на продуктивные пласты. Уже определен состав необходимого оборудования и разработана технология заканчивания скважин на депрессии для условий месторождений Припятского прогиба. Предусматривается увеличение объемов работ с применением колтюбинговой техники. Для этого уже в нынешнем году планируем приобрести еще одну колтюбинговую установку.

Особое внимание мы уделяем подготовке к массовому внедрению газовых методов увеличения нефтеотдачи пластов. На ближайшие годы наметили практическую реализацию долгосрочных проектов по термогазовому и водогазовому воздействию на пласт с использованием отбензиненного углеводородного газа, азота и углекислого газа.

И все-таки, считаю, наш путь – это не строгая разработка новых технологий высшего класса. Если хотите, это путь изучения технологий, их адаптации в нашем регионе и потом уже тиражирование при работе наших сервисных подразделений в других регионах мира.



*Буровая установка Drillmec. Речицкое месторождение
Drillmec drilling unit. Rechitsa Field*

polymer compounds. In 2011 we held the industrial tests of oil displacement with water and gas mix at Ostashkovichsky and Tishkovsky fields in Belarus. In 2012 the work will be continued at Rechitsa site.

CTT: What new oil service technologies do you plan to master in the future?

A.L.: We plan to continue technical and technological readjustment of the oil service block of the company and buy about 5–6 highly productive heavy-duty stationery and mobile drilling units a year for our Belarusian region and 3–4 units for our foreign projects. The fracturing division will be equipped with one more complex of equipment for fracturing with the total power of pumps amounting to 10,000 horse powers and providing for maximal pressure of 135 MPa. We will also buy 3 nitrogen units with the maximal nitrogen productivity of

ВК: Известно, что сервисные подразделения Вашего предприятия осуществляют современные нефтесервисные операции, в частности ГРП, для добывающих компаний России и СНГ, а также дальнего зарубежья. Планируется ли развивать это направление? Как будет расширяться перечень экспортных услуг?

А.Л.: Мы сегодня достаточно успешно представлены в Российской Федерации. У нашего предприятия имеется значительный опыт оказания сервисных услуг и в области бурения боковых стволов для нефтегазодобывающих компаний Западной Сибири, и в выполнении операций по ГРП. Мы не только собираемся продолжить оказание подобных услуг, но и удвоить объемы работ к 2015 году ООО «Белоруснефть-Сибирь».

В текущем году география оказания нефтесервисных услуг нашим предприятием распространится на Украину, где контрактом предусматривается выполнение под ключ ремонтных работ с проведением поинтервальных ГРП в

300 м³/min and the injection pressure of up to 100 MPa. Our plans include the application of multipacker systems for interval and CT fracturing.

We also plan to master a CT underbalanced drilling technology. We have already drafted the list of the necessary equipment and designed an underbalanced well finishing for the conditions of the fields of Pripyat depression. We plan to increase the amount of CT operations and plan to engage one more CT unit this year.

A high priority should be given to preparation of mass introduction of gas methods for the enhanced oil recovery. During the next few years we plan practical implementation of long-term projects on thermal/gas and water/gas treatment of the formation using stripped hydrocarbon gas, nitrogen and carbon dioxide.

I believe that our way is not in the development of high class new technologies. Our way is to study new technologies, adapt them in our region and then disseminate them to other regions of the world via our service subdivisions.

Специалисты объединения «Белоруснефть» одними из первых на постсоветском пространстве начали осваивать технологию реконструкции скважин методом бурения бокового ствола.

газовых скважинах. Рассматриваются перспективы сотрудничества с коллегами из Туркменистана и Венесуэлы. Потенциальным партнерам мы готовы предложить весь цикл услуг в области производства ГРП.

ВК: Откуда Вы получаете информацию о возможностях новой техники и технологических операциях, которые она способна выполнять?

CTT: The service subdivisions of your company are known to perform modern O&G operations such as fracturing for the producers in Russia, CIS and abroad. Do you to plan to develop this direction? Do you plan to expand the list of export services?

А.Л.: Today we have a good representation in Russian Federation. Our company has substantial experience in rendering sidetracking and fracturing

The specialists of Belarusneft were one of the first in the post-Soviet space to try sidetracking as a well reconstruction technology.

А.Л.: Главным образом информацию мы получаем на научно-потребительских конференциях, из презентаций сервисных компаний, публикаций в специализированных журналах и интернете. И, конечно, не стоит забывать про такой источник информации, как зарубежные нефтяные регионы, где мы работаем. Мы приходим на новые рынки не только как скрупулезный подрядчик, но и как пытливая организация. Везде надо и можно учиться, даже, казалось бы, на рынках, где уровень сервиса ниже, чем в Беларуси. Тот, кто стремится познавать новое, будет более успешным, чем консерватор, который считает себя достигшим всего. Так что надо учиться везде и всегда, иначе можно отстать навсегда.

ВК: Как Вам видятся перспективы развития нефтегазового сервиса СНГ в плане технологий на ближайшую пятилетку?

services for O&G producers in Western Siberia. We are not going to refuse from these services and will in fact double them by 2015 via Belarusneft-Sibir.

This year the geography of our O&G services will engulf Ukraine, where contracts were signed for turn-key service projects with interval fracturing in gas wells. The prospects of cooperation with Turkmenistan and Venezuela are considered as well. We are going to offer a whole range of fracturing services to our potential partners.

CTT: Where do you find the information about possibilities of new equipment and technological operations it can perform?

А.Л.: We get the information mainly from scientific/consumer conferences, presentations of service companies, publications in specialized magazines and Internet. Such source of information

А.Л.: На ближайшую пятилетку я могу сказать – у нас есть намерение удвоить свои нефтесервисные мощности в России, создать сервисное предприятие на Украине по оказанию услуг в области бурения, ремонта скважин с применением колтюбинга, повышения нефтеотдачи пластов на нефтегазовых месторождениях. То есть в тех сферах, в которых мы сегодня работаем в Беларуси и России. Также есть намерение выйти на рынки Туркменистана и Казахстана. И, безусловно, это участие в работе на нефтесервисном рынке Венесуэлы, где мы активно ведем добычу нефти, занимаемся сейсморазведкой, капитальным ремонтом скважин, научным сопровождением работ. В планах – нарастить объем и расширить сам перечень нефтесервисных услуг.

Я не могу сказать, что мы будем специализироваться только на постсоветском пространстве или Венесуэле. Это еще могут быть государства в разных регионах мира. Сегодня в целом средства коммуникации позволяют работать практически в любой стране, вопросы расстояния постепенно перестают играть определяющую роль. Более важно в нынешних условиях – наличие кадрового и технико-технологического потенциала. У нас это есть.

Если говорить о прогнозах, думаю, в странах СНГ, с учетом прихода в них западно-, восточноевропейских и китайских компаний, усилится конкуренция. Поэтому, на мой взгляд, в интересах стран постсоветского пространства – развивать свои национальные сервисные компании, чтобы не дать монополизировать рынок транснациональным компаниям, что может привести к упадку нефтесервисной отрасли стран СНГ. Моя точка зрения – на рынке этих регионов должен быть разумный баланс интересов, как местных компаний, так и иностранных. Причем я считаю разумным, если принимающая сторона защищает определенным образом свои нефтесервисные организации, в том числе и законодательной базой, административным ресурсом и экономическим механизмом. А в связи с тем, что создано Единое экономическое пространство, думаю, что можно было бы вести речь и об определенном сообществе компаний России, Казахстана и Беларуси. Мы не имеем ничего против, если, например, на базе «Белоруснефти» будет организована современная инжиниринговая организация с участием предприятий бывшего Советского Союза. Мы готовы заняться организационными вопросами, предоставить свою производственную, административную базы для создания предприятий, которые будут заниматься разработкой, внедрением новых технологий, их тиражированием в нефтяных провинциях стран бывшего Советского Союза.



Колтюбинг. Мармовичское месторождение
Coiled Tubing. Marmovichsky Field

as foreign oil regions, where we work, is important as well. We enter new markets not only as a scrupulous contractor, but also as an inquisitive organization. Even the markets with the level of services lower than in Belarus can provide some lessons. Those, who try to learn something new, will be more successful than conservators, who believe that they have achieved everything. One should be studying always and everywhere, otherwise he can be late forever.

CTT: What do you think about the prospects of oil service technologies in the CIS during the next 5 years?

А.Л.: During the next 5 years we intend to double oil service capacity in Russia, create an enterprise in Ukraine for rendering services in drilling, CT well service, production enhancement at oil fields, that is in all services we provide for Russia and Kazakhstan today. We also intend to penetrate to the markets of Turkmenistan and Kazakhstan. And, naturally, we will be present at the oil service market of Venezuela, where we are engaged in oil production, seismic researches, well workover, scientific support to the operations. We also plan to boost the volume and expand the list of oil services.

I can't say that we will concentrate our efforts on the post-Soviet space or Venezuela. These can be other regions of the world. Modern communication means allow working in any country. The distance is no longer an obstacle. The personnel, technical and technological potential are more important today.

As far as the forecasts are concerned, I think that with the arrival of Western, Eastern-European and Chinese companies there will be more competition at the CIS market. That is why post-Soviet states should develop their service companies in order not to let the multinationals monopolize the market, which may bring about deterioration of oil service industry in the CIS. In my opinion there should be

ВК: В этом году на базе Вашего предприятия впервые будет проводиться Международная научно-практическая конференция «Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов», об участии в которой задолго до открытия заявили многие крупные компании, что свидетельствует о значимости мероприятия. Какие надежды Вы возлагаете на эту конференцию? Какие актуальные проблемы будут обсуждаться в ее процессе?

А.Л.: В объединении «Белоруснефть» имеется большой и многолетний опыт подготовки и проведения международных научно-практических конференций. Но Вы правы, что международную конференцию по такой специальной тематике,

a reasonable balance of interests of local and foreign companies at the markets of these regions. I think it reasonable, when the country somehow protects its oil service organizations by legislative framework, administrative resources and economic mechanisms. Given that Common Economic Space was created, we can talk about some commonwealth of Russian, Belarusian and Kazakh companies. We would raise no objections to the creation a modern engineering organization featuring the enterprises of the former Soviet Union on the basis of Belorusneft. We are ready to take up the organizational issues, provide our production and administrative resources for the enterprises that will be engaged in development, introduction of new technologies and their implementation in oil regions of the former Soviet republics.

Освоен ряд колтюбинговых технологий, сложность и задачи которых с каждым годом возрастают. От простых обработок призабойной зоны скважин мы пришли к проведению направленного бурения боковых стволов.

как интенсификация добычи углеводородов и повышение нефтеотдачи пластов, мы организовываем впервые. Сегодня в Беларуси назрело проведение такого форума. И самое

CTT: This year you company will hold the International Scientific and Practical Conference "Theory and Practice of Modern Well Stimulation and Production

We mastered a number of CT technologies, their complexity and targets rising every year. From simple bottomhole treatment operations we passed to directional sidetracking.

главное — мы готовы к его проведению. Мы открыты, и нам есть что показать.

Целью данной конференции является анализ и обобщение информации о современных эффективных технологиях повышения доли извлекаемой нефти из разнотипных залежей углеводородов, о методах интенсификации добычи нефти, разрабатываемых и внедряемых в мире и, прежде всего, в России, Казахстане, Беларуси, Украине, Венесуэле, Вьетнаме, Мьянме, Польше. По итогам форума будут намечены наиболее рациональные пути максимальной выработки запасов нефти разнообразных месторождений углеводородов, материалы конференции планируется опубликовать.

На этом мероприятии предполагается презентация докладов и сообщений о технологиях повышения нефтеотдачи пластов в залежах, разрабатываемых на естественных режимах, вторичных методах ПНП в разнотипных залежах, третичных и других технологиях повышения нефтеотдачи пластов, в том числе интегрированных, об интенсификации добычи нефти и газа из низкопроницаемых коллекторов и полуколлекторов.

Enhancement Methods" for the first time. The fact that many world's major companies have applied for participation long before the opening is an evidence of its importance. What are your hopes with regard to this conference? What relevant problems will be discussed at it?

A.L.: Belorusneft association has rich and long experience of preparing international scientific and practical conferences. But you are right that such specialized issue as stimulation of hydrocarbon production and oil recovery improvement will be discussed for the first time. The necessity of such a forum has been felt for a long time. We are open and we have got something to show.

The conference is aimed at analysis and synthesis of the information about modern effective technologies of raising the share of oil produced from developed and applied, in the first place, in Russia, Kazakhstan, Belarus, Ukraine, Venezuela, Vietnam, Myanmar, Poland. Following the results of the forum, we will elaborate the most rational ways of maximal reserve recovery from various hydrocarbon fields. The materials of the conference are planned to be published.

Основными докладчиками будут ведущие ученые и опытные производственники Института проблем нефти и газа Российской академии наук, ЗАО «Зарубежнефть», ОАО «ВНИИнефть», ООО «КогалымНИПИнефть», РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», АО НК «КазМунайГаз», Польского института нефти и газа, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, НАК «Нефтегаз Украины», ЗАО «Петек», государственной нефтегазовой компании «Петровьетнам», объединения «Белгеология».

Программой также запланированы деловые встречи представителей всех присутствующих компаний для обсуждения взаимовыгодного сотрудничества, в том числе с белорусскими производителями нефтяного оборудования (Группа ФИД, ОАО «Сейсмотехника и др.). Намечены экскурсии в институт «БелНИПИнефть», во все основные и сервисные предприятия «Белоруснефть» для демонстрации передовых технологий интенсификации добычи углеводородов и повышения нефтеотдачи пластов.

Надеемся, что 24–25 мая в Речице удастся сконцентрировать высококвалифицированных ученых и практиков в таком количестве, что конференция приобретет очень высокое качество. Если это удастся, то выиграют все участники и будет сделан еще один шаг по совершенствованию разработки месторождений углеводородов. Выступления крупных специалистов обогатят всех присутствующих – и особенно молодых специалистов – весьма необходимыми знаниями и, надеюсь, станут знаковым событием для содружества России, Казахстана и Беларуси.

ВК: Ваши пожелания участникам конференции.

А.Л.: Каждому присутствующему на конференции ученому желаю выявить ранее не известную закономерность, взаимосвязь явлений и на ее основе разработать новый эффективный способ (метод) извлечения из недр максимального количества нефти в наиболее короткие сроки, внедрить свои инновации на залежах и получить желаемый эффект. Каждому присутствующему производственнику желаю наиболее полно познать геологию и промысловые характеристики курируемых залежей и с учетом этих знаний использовать наиболее эффективные и передовые оборудование, способы, методы разработки и добычи нефти и газа.

Надеюсь, что конференция станет ежегодной и в дальнейшем займет свое достойное место в ряду подобных мероприятий в странах Содружества Независимых Государств. ☉

The event will feature presentation of reports and messages about production enhancement from accumulations developed by depletion methods, secondary methods of improving oil recovery in different-type deposits, tertiary and other technologies of production enhancement, including the integrated ones, stimulation of oils and gas production from low permeability collectors and semi-collectors.

Among the main reporters there will be the leading scientists and experienced industrialists from the Institute of the Problems of Oil and Gas at the Russian Academy of Science, Zarubezhneft, OAO VNIIneft, OOO KogalymNIPIneft, RUP Belorusneft Industrial Association, AO NK KazMunaiGaz, the Polish O&G Institute, Gubkin Russian State O&G University, NAK Neftegaz of Ukraine, ZAO Petek, state oil and gas company Petrovietnam, Belarusian Geology Association.

The program envisages business meetings of all present companies for discussion of mutually beneficial cooperation with Belarusian producers of oil equipment (FID Group, Seismotekhnika, etc.) There will be excursions BelNIPIneft and all major service enterprises of Belorusneft for demonstration of the advanced technologies of oil well stimulation and production enhancement.

Hopefully, the number of highly qualified scientist and practical specialists in Rechitsa on May 24–25 will be well enough for the conference to amount to a high level of quality. If it happens, all the participants will benefit and one more step to the improvement of oil recovery will be made. The speeches of the noted specialists will enrich everybody including young specialists with the necessary knowledge and I hope it will be a landmark event for the Commonwealth of Russia, Kazakhstan and Belarus.

CTT: What are wishes to the participants of the conference?

A.L.: I wish every scientist present at the conference to discover the unknown regularity, association of phenomena and develop it into a new effective method of recovering the maximal amount of oil in the shortest terms, apply one's innovations to the deposits and achieve the desired result. I wish every scientist present at the conference to make a complete study of the geology and industrial characteristics of the developed deposits and apply this knowledge using the most effective and advanced equipment, methods and ways of oil and gas production.

Hopefully, the conference will be held every year and take its place in a row of similar events in the Commonwealth of Independent States. ☉

ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА

EQUIPMENT AND TECHNOLOGY FOR SHALE GAS PRODUCTION

Л.М. ГРУЗДИЛОВИЧ, председатель Совета Группы ФИД

Н.А. ДЕМЯНЕНКО, директор БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть»

L.M. HRUZDZILOVICH, Chairman of the Board, FID Group

N.A. DEMYANENKO, Director of BelNIPIneft Belarusian Research and Design Oil Institute, Production Association Belarusneft

По данным World Energy Outlook 2010 (www.worldenergyoutlook.org), самые большие мировые залежи нетрадиционных источников газа находятся в США, России, Австралии, на Ближнем Востоке и в Китае. За этими странами следуют Канада, Индия, Германия, ЮАР, Украина, Казахстан. Значительную долю, более 50%, из указанных залежей занимают запасы сланцевых газов, которые, по оценке МАГАТЭ, составляют более 450 трлн м³. При этом запасы «традиционного» газа – по разным оценкам составляют от 178 до 213 трлн м³.

Опираясь на приведенные данные по запасам сланцевых газов, можно утверждать, что вопросы их добычи, учитывая существующие в настоящее время цены на газовом рынке, являются достаточно актуальными.

Известно, что первая коммерческая скважина в сланцевых пластах была пробурена еще 1821 году, штат Нью-Йорк, США, однако промышленная добыча сланцевого газа началась в 1981 году на месторождении Barnett Shale США. Мировым лидерам в области разработки сланцевых месторождений понадобилось еще около 20 лет, прежде чем добыча сланцевых газов стала полномасштабной. Это произошло в начале 2000-х годов, после того как при разработке сланцевых месторождений стали бурить горизонтальные скважины и применять технологию гидроразрыва пластов.

К указанному очень важно добавить, что месторождения сланцевых газов имеют свои особенности, свои плюсы и минусы.

According to World Energy Outlook 2010 (www.worldenergyoutlook.org), the world largest reserves of unconventional gases are located in the USA, Russia, Australia, the Middle East and China. These countries are followed by Canada, India, Germany, South Africa, Ukraine, Kazakhstan. More than 50% of the abovementioned reserves are shale gas reserves, which, according to IAEA estimates, amount to 450 trillion m³. At the same time according to different estimates “conventional” gas reserves amount to 178–213 trillion m³.

Based on the abovementioned estimates of shale gas reserves, we can say that shale gas production is quite a topical matter, especially taking into account the current prices on the gas market.

It is known that the very first commercial well was drilled into the shale bed back in 1821 in New York State, USA; commercial production of shale gas started in 1981 at the Barnett Shale field, USA. World leaders in the sphere of shale gas production needed 20 more years to start the full-scale production of shale gas. Production on a large scale started in early 2000s when specialists started to drill horizontal wells and to apply hydraulic fracturing technology during development of shale gas fields.

It is also worth mentioning that shale gas fields have their own peculiarities, advantages and disadvantages.

So, the advantages of shale gas production include the following:

- Large anticipated shale gas reserves worldwide as mentioned above;
- Drilling wells to produce shale gas implies low risk. Almost every well drilled to the shale bed will have a certain yield;
- The majority of shale fields are located in the areas with well-developed infrastructure.

Так, к основным положительным факторам, расширяющим перспективы добычи углеводородного сырья на сферу добычи сланцевых газов, можно отнести:

- значительные прогнозируемые мировые запасы сланцевого газа, как уже упоминалось выше;
- проекты по бурению скважин для добычи сланцевого газа малорискованные. Практически любая скважина, пробуренная в сланец, обеспечит определенный дебит;
- большинство сланцевых месторождений находится в районах с развитой инфраструктурой.

Однако при этом существует ряд факторов, сдерживающих повсеместную промышленную разработку месторождений сланцевых газов. К таким факторам можно отнести следующие:

- сланцевый газ содержится в относительно малых количествах на единицу объема сланцевых залежей;
- сланцы обладают достаточно низкой проницаемостью;
- скорости бурения по сланцевым пластам ниже, чем в других коллекторах;
- объемы залежей, осваиваемые из одной скважины, сравнительно низки;
- необходимо применение дорогостоящих технологий интенсификации добычи – проведение гидроразрыва пластов (ГРП);
- ГРП оказывает значительное влияние на окружающую среду.

РЕЗЕРВЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВЫХ ГАЗОВ

Рассматривая полный комплекс работ по освоению месторождений сланцевых газов, можно выделить следующие основные этапы:

1. Выбор месторождения и моделирование процесса разработки.
2. Определение схемы размещения скважин.
3. Бурение вертикальных стволов.
4. Бурение боковых горизонтальных стволов.
5. Освоение боковых горизонтальных стволов – проведение многоэтапных ГРП.

Наиболее трудоемкими и затратными из приведенных этапов являются этапы бурения и освоения боковых горизонтальных стволов. При этом затраты на бурение и стимулирование притока примерно одинаковы. Диаграмма на рисунке 1 отражает укрупненный состав работ, относящийся к бурению и стимулированию притока, с указанными долями затрат от общего объема работ.

Можно констатировать, что необходимые резервы повышения эффективности добычи сланцевых газов лежат именно в указанных работах. Значительное снижение затрат на

However, there are factors deterring global commercial development of shale gas fields. These are the following factors:

- There is a relatively small amount of shale gas per unit volume of shale deposit;
- Shale rock is characterized by a rather low porosity;
- In the shale rock drilling rates are lower than that in other formations;
- The volume of reserves that can be exploited and recovered from one well are relatively low;
- It is necessary to use expensive technologies of production intensification – hydraulic fracturing;
- Hydraulic fracturing has an impact on the environment.

POTENTIAL FOR ENHANCING EFFICIENCY OF SHALE GAS PRODUCTION

When considering the full set of works to develop a shale gas field we can identify the following stages in the process:

1. Selection of the field and simulation of the development process.
2. Identification of the well pattern.
3. Drilling vertical boreholes.
4. Drilling lateral boreholes.
5. Completion of the lateral boreholes – performance of multistage hydraulic fracturing operations.

Drilling and completion of the lateral boreholes are the most time-consuming and expensive stages. The expenditures for drilling and flow stimulation are roughly the same. Figure 1 shows you the breakdown of works related to drilling and flow stimulation with specification of work cost shares.

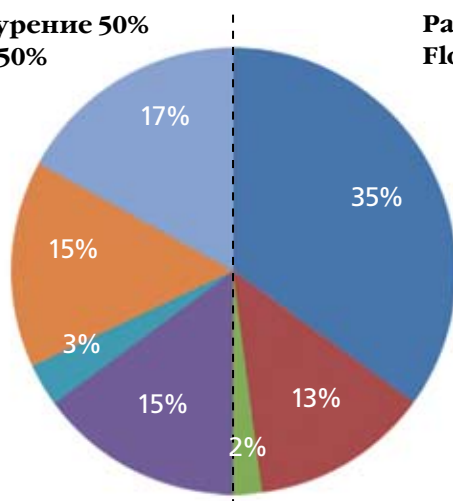
We can say that the necessary potential for enhancing efficiency of shale gas production is contained in the abovementioned works. Considerable reduction of drilling and flow stimulation costs and well productivity enhancement will largely affect the efficiency of shale gas production. In this case it is possible to achieve good results only by using state-of-the-art efficient technologies and high-tech equipment, which will be described below.

WELL DRILLING

The technology of drilling shale gas wells includes drilling vertical boreholes in which the windows are cut and the lateral horizontal boreholes are drilled. Almost all the specialized oil and gas service companies have mastered vertical drilling technologies and equipment at a high technology level. Horizontal drilling can be done either using conventional drilling facilities or using coiled tubing equipment. With regard to abovementioned, underbalanced drilling is playing an important role in improving the efficiency of hydrocarbon production.

The abovementioned Barnett Shale field (USA) demonstrates that large-scale production of shale

Расходы на бурение 50%
Drilling costs 50%



Расходы на стимулирование притока 50%
Flow stimulation costs 50%

- Стимулирование притока / Flow stimulation
- Перфорирование, промывка, водооборот / Perforation, cleanout, water circulation
- Трубы и наземное оборудование / Tubes and surface equipment
- Буровое оборудование и его мобилизация / Drilling equipment and its mobilization
- Обустройство площадки / Well pad construction
- Обсадные колонны / Well casing
- Проходка, цементирование, топливо и проч. / Drilling, cementing, fuel, etc.

Рисунок 1 – Распределение стоимости строительства и освоения скважин для добычи сланцевого газа по статьям затрат

Figure 1 – Breakdown of costs of shale gas wells construction and completion

проведение работ по бурению и стимулированию притока газа, а также повышение производительности скважин существенным образом скажется на эффективности добычи углеводородного сырья из сланцевых залежей. Достичь значимых результатов в данном случае можно, только используя современные эффективные технологии и высокотехнологичное оборудование, о котором мы расскажем ниже.

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Технология бурения скважин на сланцевый газ предполагает бурение вертикальных стволов, в которых вырезаются окна и осуществляется бурение боковых горизонтальных стволов. Технология и оборудование для бурения вертикальных стволов сегодня на высоком техническом уровне освоены практически всеми специализированными сервисными нефтегазовыми компаниями. Бурение горизонтальных стволов может осуществляться как с использованием традиционных буровых комплексов, так и с использованием колтюбингового оборудования. При этом особенно важное значение для повышения эффективности добычи углеводородного сырья имеет бурение в условиях депрессии на продуктивный пласт.

История освоения месторождения Barnett (США), как уже упоминалось выше, свидетельствует о том, что масштабная добыча сланцевого газа стала возможной только после того, как было освоено горизонтальное бурение. Использование же технологии направленного колтюбингового бурения, в том числе в условиях депрессии на продуктивный пласт, обеспечит

gas became possible only after the horizontal drilling techniques had been mastered. However, application of the coiled tubing directional drilling, including its application in the underbalanced conditions, will ensure considerable improvement of the shale gas production efficiency.

Coiled tubing underbalanced drilling has a number of advantages:

- Higher drilling penetration rate;
- Stability of underbalanced conditions due to the continuity of the drilling process;
- Preservation of the porosity and permeability properties of the near-wellbore part of reservoir;
- Possibility for on-line evaluation of the reservoir parameters due to application of cable communication channels and directional drilling systems;
- Possibility for high-accuracy well drilling in quite thin reservoirs;
- Lower volumes of process fluid required;
- High level of process and environmental safety.

Taking into account the abovementioned, it is worth saying that underbalanced coiled tubing drilling is one of the most promising methods ensuring considerable drilling costs reduction and enhancing drilling efficiency.

In the general case such coiled tubing drilling system may include the following equipment (figure 2):

- Coiled tubing unit;
- Substructure;
- Set of blowout preventing equipment;
- Lubricator;
- Pumping unit;
- Nitrogen unit;
- Directional drilling system;
- Monitoring and control station;
- Drilling mud preparation and cleaning system;

значительное повышение эффективности добычи сланцевого газа.

Колтюбинговое бурение на депрессии обладает рядом существенных преимуществ, среди которых:

- увеличение механической скорости бурения;
- стабильность параметров депрессии вследствие непрерывности процесса бурения;
- сохранение коллекторских свойств приствольной части пласта;
- возможность оценки пластовых показателей в режиме реального времени за счет применения кабельных каналов связи и систем направленного бурения;
- возможность проводки скважины по пластам малой толщины с высокой точностью;
- уменьшение необходимых объемов технологической жидкости;
- высокий уровень производственной и экологической безопасности.

Учитывая данное обстоятельство, можно отметить, что колтюбинговое бурение в условиях депрессии на продуктивный пласт является одним из наиболее перспективных методов, обеспечивающих значительное снижение затрат на бурение и повышение его эффективности.

В общем случае такой комплекс для колтюбингового бурения может включать следующее оборудование (рисунок 2):

- колтюбинговую установку;
- устьевое сборное основание;
- комплект противовыбросового оборудования;
- шлюз-лубрикатор;
- насосную установку;
- азотную установку;
- систему направленного бурения;
- станцию контроля и управления;
- систему очистки и приготовления бурового раствора;
- комплект трубной обвязки и др.

Для бурения скважин глубиной более 3000 м могут быть использованы колтюбинговые установки тяжелого класса (рисунок 3) с механизмами подачи длинномерной трубы с тяговым усилием 36 и более тонн. Диаметр длинномерной трубы, используемой для такого бурения, может быть от 60,3 мм и более. Все оборудование может быть реализовано как на транспортной базе, так и в блочном исполнении. Однако, учитывая значительные объемы работ по бурению без смены места расположения оборудования, более дешевым и, следовательно, более эффективным может быть именно блочный вариант исполнения оборудования.

Устьевое сборное основание, используемое при таком бурении, предназначено для позиционирования механизма подачи



Рисунок 2 – Колтюбинговый комплекс для направленного бурения

Figure 2 – Coiled tubing system for directional drilling

- Piping set, etc.

To drill wells deeper than 3,000 meters it is possible to use heavy coiled tubing units (figure 3) equipped with the coiled tube injector with pulling capacity of 36 tons and more. The diameter of a coiled tube used for this type of drilling can be 2.374 inches and more. All the equipment can either be installed on trucks or be implemented in a modular design. However, taking into account large scope of drilling operations without changing equipment's location, it would be more economically feasible and, consequently, more efficient to use modular design of the equipment.

Substructures are meant for injector positioning on the well head as well as for running the bottom-hole assembly into the well. Currently there are several types of substructures designed. In each particular case a drilling company selects the necessary substructure based on the approved work plan and conditions of job performance at the field.

Set of blowout preventing equipment is one of the most important elements of this drilling system as it ensures safety of operations. In the general case this set of equipment includes:

- Quick-release coupling;
- BHA access device;
- Annular preventer;
- Double ram blowout preventer (for the coiled tube and for the BHA);
- Hydraulically controlled valve system and wellhead assembly.

The conditions of shale gas fields impose certain requirements for working pressure of the wellhead assembly and other equipment used during drilling.

One of the most efficient solutions to ensure continuous and safe drilling process is to use double-flow pumping units (figure 4). Such units ensure reliable and safe delivery of drilling mud in two flows independently or jointly.

Nitrogen is added into the drilling mud to bring the drilling mud hydrostatic pressure below the reservoir

длинномерной трубы на скважине, а также используется при спуске КНБК в скважину. Сегодня существуют несколько типов устьевых сборных оснований. Выбор устьевого сборного основания в каждом конкретном случае осуществляет буровая компания на основании принятых схем работы и условий выполнения работ на месторождении.

Одним из наиболее важных элементов в составе комплекса для бурения, обеспечивающим безопасность проведения работ, является комплект противовыбросового оборудования. В общем случае он включает:

- быстроразъемное соединение;
- устройство доступа к КНБК;
- универсальный превентор;
- сдвоенные плащечные превенторы (под длинномерную гибкую трубу и под КНБК);
- систему задвижек с гидроуправлением и комплект устьевой арматуры.

Условия месторождения сланцевого газа определяют требования к рабочим давлениям устьевого и другого оборудования, используемого при бурении.

Для обеспечения непрерывного и безопасного процесса бурения одним из наиболее эффективных решений может быть использование двухпоточных насосных установок (рисунок 4). Такие установки обеспечивают надежную и безопасную подачу бурового раствора по каждому из двух потоков независимо друг от друга или создавая единый поток технологической жидкости.

Для обеспечения гидростатического давления от бурового раствора ниже пластового в буровой раствор подается азот. Для этих целей в большинстве случаев эффективнее применять азотные установки криогенного типа.

Одним из главных элементов комплекса, обеспечивающим направленное бурение боковых стволов, является система направленного бурения (СНБ), включающая специальную КНБК, комплект наземного оборудования и специальное программное обеспечение. СНБ обеспечивает проводку ствола скважины по заданной траектории по команде телеметриста-оператора. В процессе проводки скважины осуществляется регистрация и запись следующих параметров:

- зенитного угла;
- азимута;
- температуры в скважине;
- нагрузки на долото;
- давления внутри КНБК и на забое;
- уровня гамма-излучения пород и др.

Программное средство обеспечивает регистрацию, визуализацию и формирование отчетов по регистрируемым параметрам в



Рисунок 3 – Колтюбинговая установка МК30
Figure 3 –MK30 coiled tubing unit

pressure level. For the abovementioned purposes in the majority of cases it would be more efficient to use cryogenic nitrogen units.

Directional drilling system is an important element ensuring directional drilling of the lateral boreholes. This system includes special BHA, set of surface equipment and special software. Directional drilling system ensures borehole drilling in the predetermined trajectory by the command of the operator-telemetrist. During drilling the following parameters are registered and recorded:

- inclination angle;
- azimuth;
- temperature in the well;
- weight on drill bit;
- pressure inside the bottomhole assembly and well-bottom pressure;
- rocks' gamma radiation level, etc.

Software ensures recording, visualization and



Рисунок 4 – Двухпоточная насосная установка
Figure 4 – Double-flow pumping unit

reporting based on the aforementioned parameters in a user friendly format.

During drilling the whole equipment complex is controlled from a monitoring and control station that receives all the necessary data to control the drilling process. The control station receives data from the coiled tubing, pumping and nitrogen units, degassing and cleaning block, choke valves and other elements of the equipment complex (figure 5).

The received data are processed, analyzed and then serve as a basis for decision making on drilling.

удобном для восприятия и анализа виде.

Управление комплексом при бурении осуществляется из станции контроля и управления, на которую поступает вся необходимая информация для управления процессом бурения. Информация на станцию контроля и управления поступает от колтюринговой, насосной и азотной установок, блока дегазации и очистки, блока дросселирования и др. элементов комплекса (рисунок 5).

Поступившая информация обрабатывается, анализируется и является исходной для принятия решений по бурению.

СТИМУЛИРОВАНИЕ ПРИТОКА СЛАНЦЕВОГО ГАЗА

Вторую половину объема затрат на разработку месторождений сланцевых газов составляют работы по стимулированию притока в пробуренных горизонтальных стволах, которые должны обеспечить максимально эффективное сообщение ствола скважины с газонасыщенными микротрещинами пласта.

Характерные особенности оборудования и технологии ГРП таковы:

- высокая суммарная мощность флота ГРП (до 10 000 л.с.);
- значительное суммарное время выполнения ГРП (до 10 дней);
- средний расход закачки смеси при ГРП может составлять до 20 м³/мин;
- объем жидкости разрыва на одном этапе может достигать до 3000 м³;
- выполнение поинтервального ГРП (до 30 зон ГРП на один ствол) – многоступенчатый ГРП;
- концентрация проппанта (песка) составляет до 1000 кг/м³;
- средняя закрепленная длина трещины – до 300 м;
- относительно частое повторное проведение ГРП по мере уменьшения дебита;
- возможно выполнение ГРП с применением колтюринга;
- возможно вскрытие газовых пластов путем создания системы глубокопроникающих дренажных каналов фильтрации – формирование в пласте системы сбора газа типа «рыбий остов».

В состав комплекса для ГРП входят следующие основные составные элементы (рисунок 6):

- насосные установки. Количество насосных установок определяется исходя из планируемых объемов гелевого состава для закачки в пласт;
- смесительная установка;
- гидратационная установка;
- станция контроля и управления;
- комплект манифольдных линий;



Рисунок 5 – Система управления комплексом
Figure 5 – Control system

STIMULATION OF THE SHALE GAS FLOW

Flow stimulation operations in horizontal boreholes make up the second half of expenditures for development of shale gas fields. These stimulation jobs are aimed at ensuring the maximum effective communication between the borehole and gas-saturated micro-fractures in the formation.

The distinguishing characteristics of the hydraulic fracturing equipment and technology are as follows:

- high aggregate capacity of the hydraulic fracturing fleet (up to 10,000 h.p.);
- considerable total time of hydraulic fracturing performance (up to 10 days);
- average volume of mixture injected during the hydraulic fracturing may be as high as 20 m³/min;
- the volume of fracturing fluid at one stage may amount to 3,000 m³;
- performance of interval hydraulic fracturing (up to 30 intervals per one wellbore) – multistage hydraulic fracturing;
- concentration of proppant (sand) is up to 1,000 kg/m³;
- average length of a reinforced fracture – up to 300 m;
- relatively frequent performance of repeated hydraulic fracturing operations so far as the well flow rate reduces;
- possibility of hydraulic fracturing with the use of coiled tubing;
- possibility of opening gas reservoirs by creating a system of deep drain channels – formation of a “fish bone” gas collection system.

Hydraulic fracturing equipment set includes the following elements (figure 6):

- pumping units. The number of pumping units is identified based on the planned volumes of gel to be injected into the well;
- blender;
- hydration unit;
- monitoring and control station;
- set of manifold lines;
- unit for proppant transportation and dosing;
- set of subsurface equipment for multistage hydraulic fracturing and other types of equipment.

The technology of creation in the productive gas

- установки для транспортировки и дозированной подачи проппанта;
- комплект подземного оборудования для проведения многостадийного ГРП и др. оборудование.

Использование при освоении месторождений сланцевых газов технологии создания с помощью гидромониторного разрушения в продуктивном пласте протяженных (до 100 м) каналов фильтрации небольшого диаметра с углом наклона к оси скважины, близким к 90° , является альтернативой строительству многозабойных скважин (рисунок 7). В таком случае при существенно меньших затратах можно добиться:

- улучшения гидродинамической связи скважины с продуктивным пластом;
- увеличения приведенного радиуса скважины;
- получения связи ствола скважины с удаленными зонами пласта;
- стимуляции трещин при проведении операции ГРП.

Работы по созданию глубокопроникающих каналов фильтрации выполняются с использованием специальной колтюбинговой установки, использующей длинномерную трубу диаметром 12,7 или 15,6 мм.

Эффективность добычи сланцевых газов во многом зависит от поддержания фонда скважин в рабочем состоянии, что в значительной степени успешно может быть осуществлено при адресном освоении и исследовании боковых стволов скважин с колтюбингом.

Для выполнения таких работ может быть

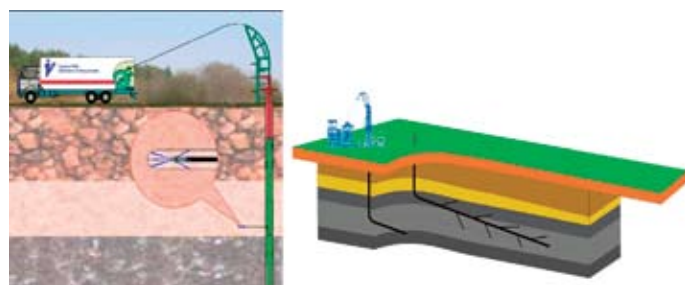


Рисунок 7 – Схема создания системы фильтрационных каналов

Figure 7 – Creation of filtration channels system

эффективно использован механизм для ориентации гибкой трубы в многоствольной скважине (рисунок 8). Такое оборудование позволяет вести селективную обработку каждого из стволов многоствольной скважины, не оказывая влияния на соседние стволы.

ВЫВОДЫ

Подводя краткие итоги обзора существующих сегодня технологий и оборудования для промышленной разработки сланцевых



Рисунок 6 – Комплекс оборудования для ГРП

Figure 6 – Equipment for hydraulic fracturing

formation of long (up to 100 m) small-diameter filtration channels located almost orthogonally to the wellbore axis can serve as an alternative to the construction of multilateral wells (figure 7). In this case with markedly lower costs one can achieve the following:

- better hydrodynamic connectivity between the well and the productive formation;
- bigger reduced well radius;
- connection between the wellbore and remote formation areas;
- fracture stimulation during hydraulic fracturing.

Deep filtration channels are produced by a special coiled tubing unit equipped with a 0.5 or 0.6142-inch tube.

Effectiveness of shale gas production largely depends on proper well stock maintenance, what can successfully be done by targeted completion and surveying of lateral boreholes with the use of coiled tubing.

To perform this kind of work one can use a special mechanism meant for coiled tube orientation in a multilateral well (figure 8). This equipment allows performing selective treatment of each lateral borehole not affecting the neighboring boreholes.

CONCLUSIONS

Summarizing our short review of the current technologies and equipment for commercial production of shale gas we would like to highlight some important, in our view, items:

1. What will happen when the natural gas is over?
We will have shale gas, coal bed methane and other sources of hydrocarbons that have not been developed yet.
2. Currently it is more reasonable to test the production of shale gas within the framework of pilot projects in order to accumulate certain experience of production and assessment of environmental risks.
3. Economic feasibility of production is the main issue that will determine the future of shale gas and other unconventional gases.
4. Today we already have technologies and equipment for efficient and economically viable development of shale gas fields.*

месторождений, можно отметить следующие, с нашей точки зрения, наиболее существенные моменты:

1. Что будет после того, как закончится природный газ? Будут сланцевый газ, угольный метан и другие не освоенные сегодня источники углеводородов.
2. В настоящее время целесообразно опробовать добычу сланцевого газа в виде пилотных проектов с целью накопления опыта разработки и оценки экологических рисков.
3. Главным вопросом, который определит будущее сланцевых и других нетрадиционных газов, является экономическая эффективность добычи.
4. В настоящее время существуют технологии и комплексы оборудования для эффективного и экономически рентабельного освоения месторождений сланцевых газов.*
5. В ближайшем будущем, по мере накопления опыта и требований технологов, направленных на высокоэффективную добычу, оборудование будет совершенствоваться, становиться все более приемлемым по цене и функциональным характеристикам. ☉

*Сегодня полные комплексы оборудования для направленного кольтюбингового бурения и оборудования для стимулирования притока производятся предприятиями Группы ФИД, а также совместно с РУП «ПО «Белоруснефть» могут быть выполнены работы как по бурению, так и освоению скважин на месторождениях сланцевых газов.

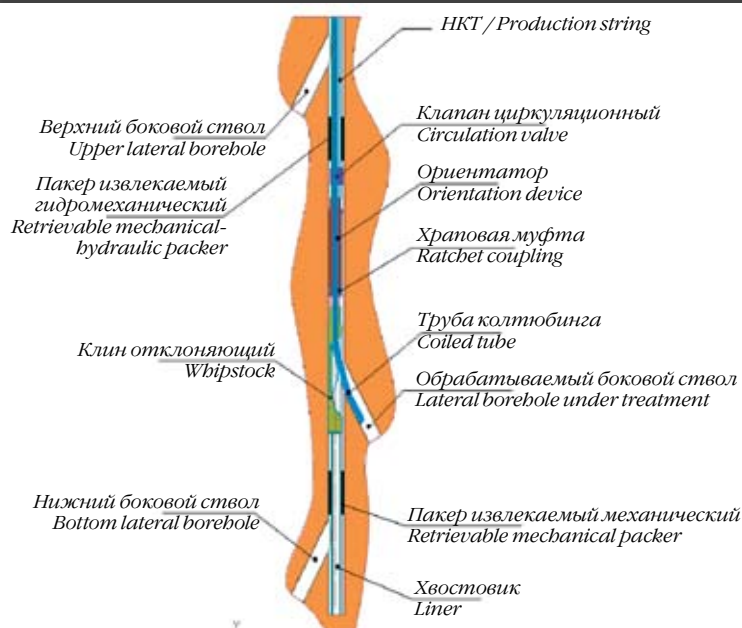


Рисунок 8 – Схема освоения и интенсификации притока стволов многоствольной скважины с механизмом ориентации гибкой трубы

Figure 8 – Completion and flow intensification in the multilateral well with the use of coiled tube orientation mechanism

5. In the near future, as far as new experience is gained and new requirements aimed at more efficient production are elaborated, equipment will be upgrading and becoming more reasonable in terms of price and functional characteristics. ☉

*Full sets of equipment for directional coiled tubing drilling and flow stimulation are currently manufactured by FID Group enterprises. Drilling and well completion works at the shale gas fields can be performed in cooperation with Production Association.



**РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА им. И.М. ГУБКИНА**
Базовый ВУЗ нефтегазового комплекса России

Министерство образования и науки Российской Федерации
Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М. Губкина
(Национальный исследовательский университет)
НОЦ «Промысловая химия»
Московское химическое общество имени Д.И. Менделеева

VII Всероссийская научно-практическая конференция

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ,

посвященная 85-летию кафедры органической химии и химии нефти,
состоится 28-29 июня 2012 года в Российском государственном университете нефти и газа имени И.М. Губкина, по адресу: г. Москва,
Ленинский проспект, д. 65.

В конференции предполагается участие представителей НИИ, вузов, предприятий и фирм, занимающихся разработкой, производством, поставкой и применением химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности на территории России и стран СНГ.

Участникам конференции предоставляется возможность выявить основные тенденции в развитии мирового и российского рынка химических реагентов, установить контакты и получить необходимую информацию о современном уровне производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

ТЕМАТИКА КОНФЕРЕНЦИИ:

- реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти;
- применение химических реагентов при транспорте нефти и нефтепродуктов;
- разработка и применение современных защитных материалов и ингибиторов коррозии, солеотложения и парафиноотложения для нефтяного и газового оборудования;
- применение водорастворимых полимерных материалов в процессах эксплуатации нефтяных месторождений;
- поверхностно-активные вещества в нефтяной и газовой промышленности;
- экологические аспекты производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности;
- информационное обеспечение и маркетинг в области производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

Адрес оргкомитета конференции:

119991, В-296, ГСП-1, Москва,
Ленинский проспект, 65,
РГУ нефти и газа имени
И.М. Губкина,
кафедра органической химии
и химии нефти,
оргкомитет конференции.
E-mail: npch@gubkin.ru
Факс: (499)135-11-92

Первый опыт освоения и ремонта многозабойных скважин с применением механизма ориентации гибкой трубы

First Experience of Development and Repair of Downhole Splitters with Utilization of Coiled Tubing Orientation Device

Д.Л. ТРЕТЬЯКОВ, инженер-конструктор 1к. лаборатории техники и технологии добычи нефти и борьбы с осложнениями в работе скважин БелНИПИнефть;

М.И. ГАЛАЙ, заведующий отделом техники и технологии добычи нефти и исследования скважин БелНИПИнефть

D.L. TRETYAKOV, design engineer (1st gr.), the laboratory of oil production technologies and mitigation response programs, BelNIPIneft

M.I. GALAY, head of the department of oil production technologies and well survey, BelNIPIneft

В настоящее время на долю трудноизвлекаемых приходится 43,4% балансовых запасов РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Из них более 90% приходится на залежи с низкопроницаемыми карбонатными коллекторами. Разработка отдельных залежей осложняется значительной неоднородностью коллектора. В таких условиях бурение многозабойных скважин не только приводит к увеличению зоны дренирования скважины, но и повышает вероятность вскрытия пласта на участке с лучшими коллекторскими свойствами.

Для низкопроницаемых коллекторов необходимо проведение работ по очистке призабойной зоны и интенсификации притока при освоении скважины из бурения. В этих условиях одним из основных критериев выбора конструкции многозабойной скважины является возможность избирательного входа в каждый из пробуренных стволов.

Известные технологии избирательного входа в боковой ствол предусматривают включение в состав конструкции скважины дополнительных элементов и осуществимы в многозабойных скважинах, начиная с третьего уровня по классификации TAML. Кроме того, требуется применение обсадных колонн на 1–2 типоразмера больше по сравнению со скважиной, не обладающей системой избирательной доставки инструмента. Как следствие, значительно возрастают затраты на строительство скважины. Применение многозабойной скважины для разработки залежи с низкопроницаемым коллектором

At present time 43.4% of RUP PO Belorusneft's reserves fall at hard-to-recover reserves. More than 90% of the latter are situated in low-permeability carbonate reservoirs. Development of some reserves is complicated by significant heterogeneity of reservoir. Under such conditions drilling of downhole splitters not only leads to enlargement of well drainage area, but also allows to increase the probability of drilling in the formation with better porosity and permeability properties.

For low-permeability reservoirs it is necessary to perform bottomhole treatments and flow stimulation operations right after the drilling operation. Under these conditions one of the main criteria for choosing the geometry of downhole splitter is the possibility of selective entry into each of the drilled lateral holes.

Known technologies of selective entrance into lateral holes necessitate the application of additional elements during well construction. They can be realized in TAML Level 3 (or higher) downhole splitters. Besides, one needs to use casing strings of bigger diameter in comparison with those used in wells, which don't have the system of selective conveyance of downhole tools. As a result, the cost of well construction substantially increases. Application of downhole splitter for development of reserves situated in low-permeability formation turns to be economically unviable.

To solve the task of choosing a simple and effective method of selective conveyance of downhole tools into lateral holes of downhole splitter we suggested the design of coiled tubing orientation device (patents #2355862 and #2398949 of Russian Federation).

The technology of performing operations in later holes of downhole splitters with utilization of coiled tubing orientation device allows to reliably isolate treated lateral

становится экономически нецелесообразно.

Для решения задачи простого и эффективного способа избирательной доставки инструмента в боковой ствол многозабойной скважины была предложена конструкция механизма ориентации гибкой трубы (патенты РФ № 2355862 и № 2398949).

Технология проведения работ в боковом стволе многозабойной скважины с механизмом ориентации гибкой трубы позволяет надежно изолировать обрабатываемый боковой ствол и практически не имеет ограничений по конструкции скважины. Единственное условие: эксплуатационная колонна скважины на участке от входа в нижний боковой ствол до устья скважины должна быть не менее 146 мм. Порядок работ с механизмом ориентации гибкой трубы включает следующие этапы:

1. Геофизические исследования по определению глубины зарезки бокового ствола (при необходимости).
2. Спуск компоновки подземного оборудования (рисунок 1а) подъемником типа А-50.
3. Привязка положения отклоняющего клина относительно обрабатываемого бокового ствола скважины и изоляция бокового ствола от нижележащего и вышележащего участков скважины с помощью пакерного оборудования.
4. Монтаж колтюбинговой установки и спуск гибкой трубы до глубины отклоняющего клина. Производится ориентирование отклоняющего клина относительно окна бокового ствола. После чего гибкая труба подается в боковой ствол.
5. Проведение необходимого комплекса работ в боковом стволе (интенсификация притока, ограничение водопритока, освоение пластов, проведение ГИС).
6. Подъем гибкой трубы и демонтаж колтюбинговой установки.
7. Извлечение компоновки подземного оборудования подъемником типа А-50.

Особенностью технологии является необходимость привлечения для спуска компоновки подземного оборудования с механизмом ориентации гибкой трубы подъемника типа А-50 и колтюбинговой установки, а также ограничение габарита спускаемого инструмента диаметром гибкой трубы.

Перспективность использования многозабойных скважин для разработки низкопроницаемого коллектора, а также эффективность использования механизма ориентации гибкой трубы для проведения работ в многозабойной скважине была подтверждена при освоении скважины №52 Северо-Домановичского месторождения.

hole and has almost no limitations connected with well construction. The only stipulation is that the diameter of production string in a segment between the wellhead and the place where coiled tubing enters the lateral hole should be not less than 5-3/4 in. The order of operations with utilization of coiled tubing orientation device includes the following stages:

1. Geophysical survey, which will allow to determine the depth of sidetracking (if necessary).
2. Running of downhole equipment assembly (Figure 1a) with the help of workover unit (A-50).
3. Orientation of a whipstock towards the treated lateral hole and isolation of the latter from overlying and underlying well section with utilization of packer equipment.
4. Rig up and lowering of the coiled tubing to the depth of the whipstock. The whipstock is orientated towards the casing window. Then coiled tubing goes through the window into the lateral hole.
5. Performing of necessary service operations in the lateral hole (flow stimulation, water shutoff, completion, well logging).
6. Running out of hole and rig down.
7. Removing of downhole equipment assembly with the help of A-50 workover unit.

The technology features the necessity of workover unit utilization for lowering downhole equipment assembly with coiled tubing orientation device into the hole, as well as the requirement for coiled tubing unit to perform the operations. One should also take into account that the dimensions of downhole tools are limited by the diameter of coiled tubing.

The prospects of downhole splitters application for development of low-permeability reservoir, as well as the utilization efficiency of coiled tubing orientation device during lateral holes treatments were confirmed in well #52 of Severo-Domanovichskoe field.

The drilling of well was completed in October, 2010. The well has three bottomholes (Level 2 according to TAML classification). Well geometry is presented on Figure 1b. Production string (6-5/8 in.) is lowered to the depth of 8,317 ft. Lateral hole 52r2 is drilled out of the casing string on the depth of 8,196 ft., the bottomhole is situated on the depth of 9,393 ft. Lateral hole 52r3 is drilled out of the casing string on the depth of 8,258 ft, the bottomhole is situated on the depth of 9,731 ft. Lateral hole 52r is drilled from below the production string shoe to the depth of 9,829 ft.

As one can see from Table 1, thickness of drilled productive reservoir along hole 52r3 is more than 2 times bigger than that of hole 52r2. Oil flow rate (openhole tests) of hole 52r3 is more than 10 times bigger than of hole 52r. The important thing is that the distance between bottomholes of outermost lateral holes is only 1310 ft.

Before the well was put on production a set of operations was performed with utilization of coiled

Скважина вышла из бурения в октябре 2010 года. Скважина трехзабойная, 2 уровня по классификации TAML (разветвление стволов из обсаженного участка скважины). Конструкция скважины представлена на рисунке 1б. Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спущена на глубину 2535 м. Боковой ствол 52r2 забурен из обсадной колонны на глубине 2498 м, забой – 2863 м. Боковой ствол 52r3 забурен из обсадной колонны на глубине 2517 м, забой – 2966 м. Ствол 52r пробурен из-под башмака эксплуатационной колонны до глубины 2996 м.

Как видно из таблицы 1, мощность вскрытых продуктивных коллекторов по стволам скважины отличается более чем в 2 раза, а дебит при испытаниях в открытом стволе – в 10 раз. При этом расстояние между забоями крайних стволов скважины составляет всего 400 м.

Перед запуском в эксплуатацию на скважине производились работы по освоению с применением механизма ориентации гибкой трубы. Была выполнена промывка и кислотная обработка каждого из стволов скважины в отдельности. По результатам освоения коэффициент продуктивности скважины увеличился с 0,86 до 5,92 (в 6,7 раза). На момент запуска в эксплуатацию дебит скважины составил 24 м³/сут.

Во время работ по освоению были проведены исследования по определению продуктивных интервалов ствола скважины 52r с углом наклона до 80° с помощью автономного прибора, спускаемого на гибкой трубе.

Фактические затраты на строительство и освоение трехзабойной скважины № 52 Северо-Домановичского месторождения всего в 1,7 раза превысили затраты на строительство и освоение одноствольной скважины.

В 2010 году работы по описанной технологии были проведены также на скважине № 289 Речицкого месторождения. Скважина двухзабойная, 1 уровня по классификации TAML (разветвление стволов из необсаженного участка скважины). Конструкция скважины № 289 Речицкого месторождения представлена на рисунке 1в. Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спущена на глубину 2280 м. Из-под башмака эксплуатационной колонны

tubing orientation device. In each of the lateral holes cleanout and acid treatment operations were performed. As a result of these operations, well productivity factor increased from 0.86 to 5.92 (by 6.7 times). At the time when the well was put on production its flow rate was 24 m³/day.

During stimulation operations we also performed geophysical survey in order to determine production intervals of the lateral hole 52 r with inclination up to 80°.

Таблица 1 – Геолого-технические характеристики
Table 1 – Geological and technical data

Параметр Data item	Ствол скважины / Lateral hole		
	52r	52r2	52r3
Протяженность открытого ствола, м The length of openhole, ft	461 1,512	364 1,194	448 1,470
Координаты забоя относительно устья, м Bottomhole coordinates with respect to the wellhead, ft	-667; 90 -2,188; 295	-457; -115 -1,499; -377	-556; 274 -1,824; 899
Максимальный угол наклона Maximum inclination	90,3	80,2	81,3
Мощность продуктивного коллектора, м Thickness of productive reservoir, ft			
- по вертикали - vertical	9,9 32,5	8,3 27,2	17,8 58,4
- по стволу - along hole	53,3 175	32,1 105	83,1 273
Дебит ствола при испытаниях в открытом стволе, м³/сут Oil flow rate (openhole tests), m³/day	1,11	2,55	14,15

The survey was performed with the help of coiled tubing conveyed self-contained device.

Actual costs associated with construction and completion of well #52 of Severo-Domanovichskoe field were just 1.7 times higher in comparison with the costs of construction and completion of a monobore well.

In 2010 operations according to the above-mentioned technology were performed in well #289 of Rechitskoe field. The well has two bottomholes (Level 1 according to TAML classification). Geometry of well #289 of Rechitskoe field is presented on Figure 1c. Production string (6-5/8 in.) is lowered to the depth of 7,480 ft. Openhole 289r is drilled from below the productions string shoe to the depth of 7,362 ft. In the interval between 7,552 and 7,559 ft. underreaming of wellbore was performed. Out of the enlarged hole we drilled openhole 289r2 to the depth of 7,880 ft.

A set of flow stimulation operations was performed in well #289. With the help of orientation device we channeled coiled tubing into the lateral hole, which allowed to perform cleanout, hydrochloric bath and directional hydrochloric treatment operations in the lateral hole.

As a result of performed operations flow rate of well #289 increased almost twofold. The effect of performed operations is preserved.

пробурен открытый ствол 289г до глубины 2244 м. В интервале 2302...2304 м выполнено расширение ствола скважины, из которого пробурен открытый ствол 289г2 до глубины 2402 м.

На скважине производились работы по интенсификации притока. С помощью механизма ориентации было осуществлено направление гибкой трубы в боковой ствол скважины, что позволило произвести промывку, солянокислотную ванну и направленную солянокислотную обработку бокового ствола.

По результатам работ на скважине № 289 Речицкого месторождения было получено увеличение дебита нефти в 1,9 раза. Эффект от проведенных работ продолжается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные работы показали, что освоение каждого из пробуренных стволов многоствольной скважины в отдельности позволяет существенно повысить дебит скважины.

Конструкция механизма ориентации и принцип его работы не привязан к определенной конструкции скважины и может быть использован на многоствольных скважинах любой конструкции.

Разработанные технология и оборудование ориентирования гибкой трубы в боковой ствол многоствольной скважины позволяет:

- выполнять селективную обработку заданного ствола многоствольной скважины;
- эффективно применять многоствольные скважины 1 и 2 уровней по классификации ТАМЛ для разработки залежей с низкопроницаемыми коллекторами. ☉

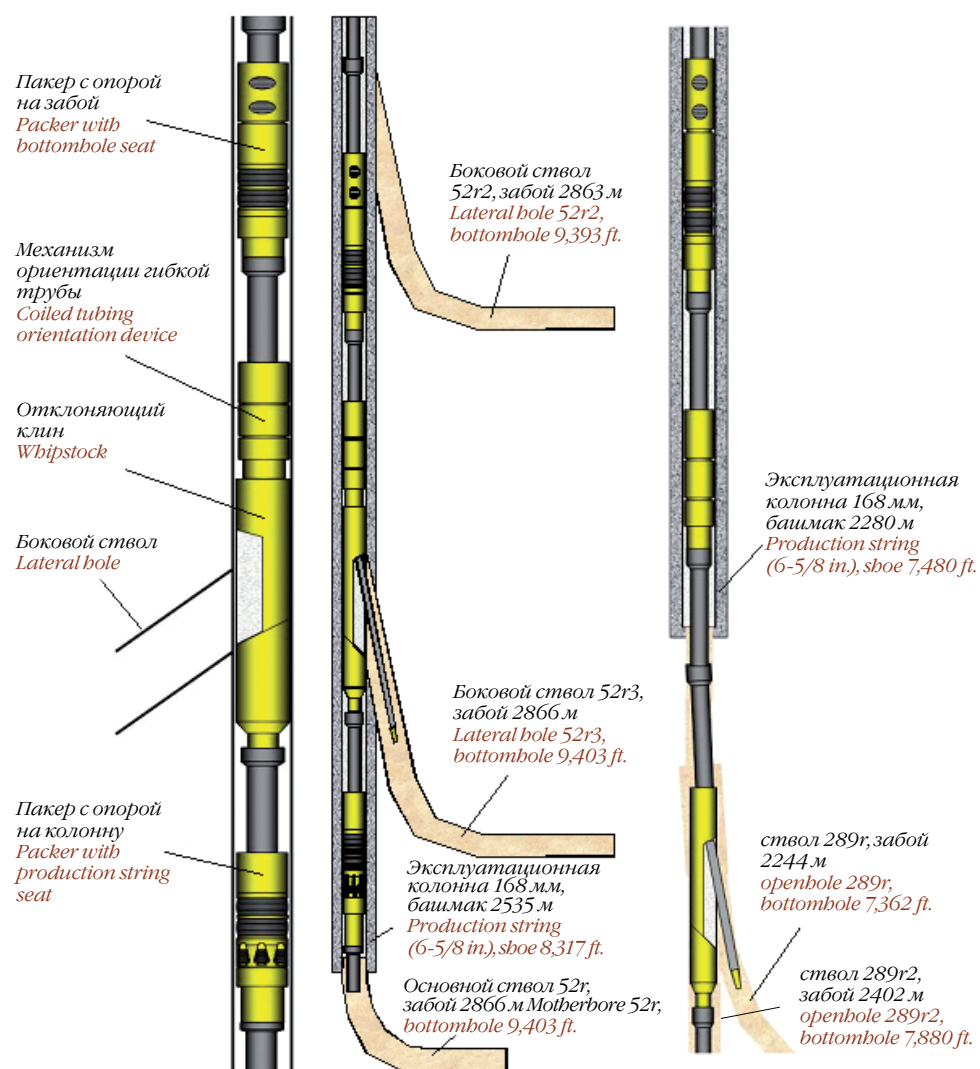


Рисунок 1 – Схема компоновки подземного оборудования с механизмом ориентации гибкой трубы

- а) общий вид компоновки;
 б) конструкция скважины № 52 Северо-Домановичского месторождения со спущенной компоновкой для освоения ствола 52r3;
 в) конструкция скважины № 289 Речицкого месторождения со спущенной компоновкой для освоения ствола 289г.

Figure 1 – Design of downhole equipment assembly with coiled tubing orientation device

- а) general view of the assembly;
 б) geometry of well #52 of Severo-Domanovichskoe field with lowered assembly for completion of lateral hole 52r3;
 в) geometry of well #289 of Rechitskoe field with lowered assembly for completion of openhole 289г.

CONCLUSION

Performed operations showed that individual completion of each drilled hole of multilateral well allows to significantly increase well flow rate.

Design of the orientation device and its operating principle does not depend on a specific well geometry and can be used in multilateral wells of any design.

Developed technology and coiled tubing orientation equipment allow to:

- perform selective treatment of a given lateral hole in any downhole splitter;
- effectively use ТАМЛ Level 1-2 downhole splitters for the development of reserves in low-permeability formations. ☉

Эксклюзивный сервис для уникального месторождения

Exclusive Service for the Unique Deposit

Корреспондент «ВК» беседует с Ш.Г.Абдрахмановым, гл. специалистом повышения производительности резервуара и геолого-технических мероприятий (УППР и ГТМ) ЗАО «Ванкорнефт».

CTT reporter is talking to Sh. G. Abdrakhmanov, chief specialist for productivity improvement of reservoir and geo-technical activities (UPPR and GTM) of JSC Vankorneft.

**Время колтюбинга: Шамиль Гаптулович,
в каких климатических и геологических
условиях работает Ваша компания?**

Шамиль Абдрахманов: Месторождение, которое мы разрабатываем, находится в очень сложных климатических условиях. Трудности связаны прежде всего с низкими температурами в течение большей части года, достигающими до -50°C в январе, наличием вечной мерзлоты. Еще один фактор, усложняющий строительство и разработку месторождения: доставка необходимого оборудования зависит от навигации и зимних дорог, так называемого зимника, при этом на самом месторождении инфраструктура в настоящее время достаточно развита, чему наша компания уделяет большое внимание.

Геологические условия также непростые, поскольку согласно геологическому разрезу, по объектам разработки присутствует в купольной части газовый пласт, а ниже нефтенасыщенного объекта, но ближе к краевой области месторождения выделяется наличие водоносного горизонта. Все это приводит к определенным проблемам при эксплуатации скважин и, соответственно, режим работы каждой скважины выбирается индивидуально, учитывая особенности ее геологического строения и, как следствие, усложняется разработка всего месторождения.

ВК: Какой нефтесервис для столь сложных условий нужен прежде всего?

Ш.А.: Для геологической службы самый большой объем сервисных работ – это



Coiled Tubing Times: In what climatic and geological conditions does your company work?

Shamil Abdrakhmanov: The deposit we developing now, is located in very hard climatic conditions. Hardship is related first of all to low temperatures reaching -50°C in January, permafrost. One more factor complicating construction and development of the deposit: delivery of the required equipment depends on navigation and winter roads, so-called zimnik, however at the present moment the infrastructure of the deposit is quite developed and our company pays great attention to this.

The geological conditions are not simple too, because according to geological section by the volumes of development there is a gas reservoir in the dome part and lower oil-saturated object but closer to the edge section the deposit there is a water-



*Одновременные работы на КП
Simultaneous operations on control centre*

геофизические и гидродинамические исследования, для которых, соответственно, требуются самые современные геофизические приборы и средства их доставки в заданный интервал с учетом особенностей геологического строения и траектории скважин. Хотелось подчеркнуть, что наше месторождение в плане разработки и эксплуатации уникальное, единственное в России. Разработка месторождения осуществляется горизонтальными скважинами с длиной горизонтального ствола 1000 м, при этом по объектам:

- Як-III-VII – блочно-квадратная система;
- СД-IX – избирательная радиальная система;
- Нх-I, Нх-III-IV – рядная система.

Горизонтальный участок скважины представлен щелевым фильтром, а основной ствол скважин имеет достаточно сложную траекторию. И такие скважины нужно исследовать! Нам следовало выбрать, с помощью каких приборов проводить исследования, каким образом осуществлять их доставку в заданный интервал исследований, не прибегая к глушению скважины, не допуская нефтегазопроявления. Четыре года назад, когда мы приступили к таким работам, на российском рынке подобные исследования с учетом технического и геологического строения скважин, особенности их работы никто не проводил. Для определения текущей и перспективной эксплуатации скважины, оценки ее потенциала, осуществления мониторинга добычи нефти и газа нам важно было получить информацию, как с такими геолого-техническими особенностями

bearing level. All this leads to some problems of well operations and due to this fact the operational mode for each well is chosen individually, considering its geological features, but as a result the development of the whole deposit gets more complex.

CTT: What oil service is the most required for such conditions?

Sh. A.: For geological service the biggest volume of service operations belongs to the geophysical and hydrodynamic explorations, which naturally require the most advanced geophysical devices and means of their delivery to the given interval considering geological formation and trajectory of wells. I'd like to emphasize that in terms of development our deposit the unique and only one in Russia. The development of well is performed with horizontal well with length of horizontal hole 1000 m, herewith by objects:

- Як-III-VII – block-square system;
- СД-IX – selective radial system;
- Нх-I, Нх-III-IV – drive-line system.

A horizontal area of the well is represented with slot filter and the main hole of the wells has rather complicated trajectory. And these wells must be explored! We have to select tools for exploration, find ways for their delivery in the given interval of exploration without well killing operation, preventing showings of oil and gas. Four years ago when we started to these works, considering technical and geological formation of wells nobody performed such explorations in the Russian market. In order to determine current and perspective operation of the well, estimate its potential, perform monitoring of oil and gas production we badly needed information

скважина и пласт работают, и, соответственно, необходимо было спрогнозировать эксплуатацию месторождения с учетом работы каждой скважины, допустимые режимы, депрессии, репрессии. Вот почему сложно было переоценить важность геофизических и гидродинамических работ! Но основным вопросом стал, конечно, способ доставки приборов в заданный интервал скважины. В результате мониторинга исследований, проводящихся как в России, так и за рубежом, был выбран для решения поставленной задачи один из самых оптимальных методов, обладающий рядом преимуществ перед всеми остальными – доставка приборов с помощью колтюбинговой установки и скважинного трактора.

ВК: Как выбирался подрядчик для выполнения этих работ?

Ш.А.: В компании подрядчик выбирается в соответствии с действующим законодательством и регламентирующими документами, стандартами, и, соответственно, проводится конкурсный отбор на основе тендерных мероприятий. При этом к выбору подрядной организации для таких работ мы подходили очень тщательно. Было сформировано обширное техническое задание, в котором мы указали условия, при которых будут проводиться работы: давления, режимы работ скважины, непростое для производства расположение месторождения в плане климата, а также то, что в процессе работ необходимо сохранить и не ухудшить коллекторские свойства и т.д. По результатам тендера к работам приступила компания Trican Well Service. Приборы представляли: из числа иностранных компаний «Шлюмберже», а из российских – ОАО «Башнефтегеофизика», ЗАО ПГО «Тюменьпромгеофизика». И уже в дальнейшем для производства исследований были задействованы колтюбинговая установка, а также скважинный трактор фирмы Welltec. В результате получился очень плодотворный обмен опытом и плодотворное сотрудничество между отечественными и международными компаниями. И, самое главное, был решен определенный спектр задач в плане исследования скважин на предмет источника поступления газа, воды, профиля притока, приемистости, технического состояния скважины. В процессе работ была проведена модернизация как гибкой трубы под наши условия, так и геофизических приборов.

ВК: В чем заключалась эта модернизация?

Ш.А.: На Ванкорском месторождении, как я уже говорил ранее, сложная траектория скважин. Когда только приступили к работам, у нас часто случалось недохождение гибкой трубы до



ГИС с ГИКТ ТWS
Well logging with CT TWS

about geological and technical features of well and bed. In compliance with this we had to forecast operation of the deposit considering work of each well, permissible modes, depressions, repressions. That's why an importance of geophysical and hydrodynamic activities could be scarcely overestimated. But the basic issue became delivery of the devices into the given well interval. As a result of research monitoring performed as in Russia so abroad the most optimal method having a series of advantages to others was selected for solution of this task – delivery of tools with a CT unit and downhole tractor.

CTT: How did you select a contractor for these works?

Sh. A.: A contractor of the company is selected in accordance with effective legislation and regulations, standards and respectively a competition based on tender activities is held. Actually we looked for a contractor company for these works very carefully. A vast performance and specification was formed where we stipulated conditions for the works: pressure, operational modes of well, complicated climatic location of the deposit, also a requirement for preservation of collector qualities without their deterioration, etc. By tender results Trican Well Service started operations. The devices were provided as by foreign companies such as Schlumberger, so the Russian ones – JSC Bashneftegeofizika, JSC PGO Tyumenpromgeofizika. Later on, a coiled tubing unit and downhole tractor from Welltec company were brought for further exploration. As a result we got very fruitful exchange of experience and cooperation between international and domestic companies. The most important thing was that a certain spectrum of tasks for exploration of gas, water



*Перед началом работ
Before start of operations*

заданной глубины, хотя по предварительным расчетам согласно дизайну работ все должно было проходить без осложнений. Компания Trican Well Service уделила этой проблеме достаточно серьезное внимание и провела модернизацию ГНКТ – она стала с различными диаметрами, дополнительными насадками. Также применялись ингибиторы против «залипания» ГНКТ, что привело к улучшению качества.

ВК: А геофизическую аппаратуру пришлось приспосабливать к конкретным условиям?

Ш.А.: Да, конечно, геофизические организации, выполняющие услуги по исследованиям

penetration into the wells, influx profile, injection capacity and technical condition of well was solved. In the course of works an updating of coiled tubing and geophysical devices for our conditions was done.

CTT: What was the meaning of this updating?

Sh. A.: As I've said before Vankor deposit has complicated trajectory of wells. When we just started the works, we often saw that the coiled tubing could not reach the given depth, although according to preliminary calculations and design everything had to be just perfect. Well Service company paid quite serious attention to this problem and performed updating of CT, giving it various diameters, additional

НАША СПРАВКА

ЗАО «ВАНКОРНЕФТЬ» реализует проект разработки Ванкорского нефтегазового месторождения – крупнейшего из месторождений, открытых и введенных в эксплуатацию в России за последние двадцать пять лет. Данное месторождение расположено на севере Восточной Сибири в Туруханском районе Красноярского края в 142 км от города Игарка. Его площадь составляет 447 кв. км. Промышленная добыча на Ванкорском месторождении началась в июле 2009 года. Официальная церемония ввода месторождения в эксплуатацию состоялась 21 августа 2009 года.

Доказанные запасы углеводородов ЗАО «Ванкорнефть» (по классификации PRMS, DeGolyer & MacNaughton) составляют 1603 млн барр.

ЗАО «Ванкорнефть» является дочерним предприятием компании «Роснефть».

По материалам сайта www.rosneft.ru

OUR REFERENCE

JSC Vankorneft realizes development of Vankor oil and gas field – the biggest of the deposits opened and set in operation in Russia within last 25 years. The deposit is located in the North of Eastern Siberia in Turukhansk region of Krasnoyarsk Krai 142 km from the city of Igarka. Its area is 447 sq. km. The industrial production in Vankor deposit started in July of 2009. The official inauguration took place on August 21, 2009.

The proved reserves of hydrocarbons of JSC Vankorneft (PRMS classification, DeGolyer & MacNaughton are 1 603 mln. barr.

JSC Vankorneft is a subsidiary of Rosneft.

According to www.rosneft.ru

скважин, также должны были совершенствовать свои приборы, так как стандартный комплекс приборов, такой как «Агат-42к», «PLT», не позволял в полной мере оценить приток скважины, решить поставленную задачу, точнее сказать, определять состав притока, источник поступления воды, нефти, газа, когда из пласта идет трехфазный поток и происходит его разделение выше фильтра горизонтальной части ствола скважины. Поэтому геофизическими компаниями, работающими у нас, в соответствии с нашими требованиями, было принято решение о модернизации приборов, в результате которой были получены приборы, имеющие в своем составе по 6 датчиков влагомера, термометра, расположенных радиально, несколько различных расходомеров, которые позволили проводить уже более качественные исследования, но нашим компаниям еще предстоит в дальнейшем работать над производством новых приборов, в которых будет дополнительно реализована оценка нагрузки на прибор, установлены датчики, позволяющие более четко определять состав притока и т.д. И в дальнейшем такие технологии уже смогут более успешно конкурировать с зарубежными аналогами.

Хочу отметить, что наработанный нами опыт в проведении исследований с привлечением к одной работе различных компаний, уникален в плане решения как технических, так и юридических вопросов: ведь нужно было разделить зоны ответственности, обеспечить стыковку отечественного и импортного оборудования. На это тоже понадобилось время. Но сегодня нашим опытом интересуются многие добывающие компании. Мы, как заказчики, смогли создать условия, при которых зарубежные и отечественные технологии смогли успешно работать вместе.

ВК: Что помогло Вам решить эту задачу?

Ш.А.: То, что все участники процесса прекрасно понимали уникальность месторождения и в плане геологии, и плане добычи, развития. И что поставленную задачу нужно обязательно решить.

ВК: Привлекались ли к модернизации геофизических приборов сторонние структуры, например исследовательские институты?

Ш.А.: Техническая доработка приборов велась



nozzles. They also used different inhibitors to prevent CT sticking, this led to the quality improvement.

CTT: Did you have to accustom geophysical equipment to certain conditions too?

Sh. A.: Surely, geophysical organizations, rendering services for well exploration, had to improve their devices, because a standard set of devices such as Agat-42k, PLT, couldn't allow to estimate the well influx fully, speaking more precisely to solve the determination problem of influx composition, when three-phase stream is going from the bed and being separated over the filter of downhole horizontal section. That's why geophysical companies working with us in compliance with our requirements decided to update their devices providing devices with 6 sensors of moisture gauge, thermometer, placed radially, several flow meters, which allowed to realize explorations of higher quality, but further on our companies will have to work over the new devices estimating additionally load to the device, having sensors for clearer determination of influx composition, etc. In the future these technologies will be able to compete more successfully with their foreign analogs. I'd like to emphasize that experience we collected in exploration with involvement of various companies is unique concerning solution of both technical and legal issues, as we had to limit areas of responsibility, secure coupling of the domestic and import equipment. This also took time. But nowadays many producer companies are interested in our experience. As customers, we managed to create conditions for successful joint work of foreign and domestic technologies.

силами самих геофизических организаций, с которыми мы сотрудничали, при этом они уже самостоятельно привлекали необходимые НИИ.

ВК: Как бы Вы вкратце резюмировали результат всех этих сервисных работ?

Ш.А.: Все доработки в комплексе позволили нам определить потенциал скважины, способы эксплуатации, преимущества и ограничения. Мы смогли понять, как нам в будущем разрабатывать месторождение, чтобы обеспечить устойчивую добычу и снизить риски, связанные, например, с прорывом газа по пласту, который мог бы привести к поиску дорогих технологий по изоляции газа.

ВК: Очень мудрый, хозяйский подход. Что для Вас важнее при выборе подрядчиков: цена или качество?

Ш.А.: В первую очередь качество, что обусловлено непростым проектом, и, экономя на каком-то этапе на качестве работ, в будущем можно получить ситуацию, связанную с большими затратами. При этом к сервисным организациям предъявляются высокие требования как по технологии производства, так и по обеспечению безопасности работ, но, конечно, цена для нас также важна.

ВК: С какими сервисными компаниями легче иметь дело: с российскими или международными?

Ш.А.: С российскими работать проще, но у зарубежных технологии лучше, однако, к сожалению, дороже. С российскими компаниями проще работать в плане взаимодействия, решения различных вопросов, связанных с соблюдением требований компании. У зарубежных компаний есть своя внутренняя корпоративная политика, которая не всегда согласуется с нашей, что приводит к срыву сроков выполнения работ с их стороны. Считаю, что российские компании, и наша в том числе, более требовательны к выполнению своих обязательств, и, как мне кажется, у зарубежных компаний довольно слабая логистика.

ВК: Способны ли, на Ваш взгляд, отечественные сервисные компании в плане качества состязаться с международными?

Ш.А.: Все-таки российским небольшим компаниям необходимо еще расти. У крупных международных компаний накоплен огромный опыт, в том числе высокотехнологичных работ, которые проводились в разных регионах планеты. И они с этим опытом приходят в Россию. А у маленьких компаний нет такого запаса технологий, опыта, хотя есть очень

CTT: What helped you to solve this problem?

Sh. A.: We were helped by the fact that all process participants understood properly uniqueness of the deposit in terms of geology, production and development. And they knew the set problem must be solved.

CTT: Did you involve third-party structures for updating of geophysical devices, for example research institutes?

Sh. A.: Technical improvement of the devices was made independently by geophysical organizations we cooperated with, while this, they involved the required research institutes.

CTT: How can you summarize briefly the result of all service works?

Sh. A.: All improvements in the system allowed us to determine the well potential, ways of operation, advantages and limitations. We could understand how to deal with deposit in the future in order to provide stable production and reduce risks related, for instance, to gas inrush throughout the bed, which could bring to search of costly technologies for gas isolation.

CTT: Very wise, thrifty approach. What do you prefer selecting your contractors: price or quality?

Sh. A.: First of all quality, which is specified by the complicated project, and if we save money at a certain stage, in the future we can find ourselves in a situation fraught with serious costs. At the same time we make high demands to the service organizations concerning as the production technology so safety of operations. However price is also important for us.

CTT: Which service companies are easier to deal with: the Russian or international ones?

Sh. A.: It's easier to deal with the Russian companies, the foreign ones have better technologies, however, it's more expensive. It's easier to cooperate with the Russian ones in terms of issues concerning company's requirements. The foreign companies have their own corporate policy which cannot be always matched with ours, that disrupts terms of works on their part. I consider that the Russian companies inclusive of ours are more exigent to the execution of their obligations, I also guess that the foreign companies have rather poor logistics.

CTT: In your opinion are the domestic service companies able to compete with international ones in terms of quality?

Sh. A.: Indeed, the Russian small companies have to

интересные идеи. Однако чтобы их развить, необходимо мощное финансирование. На таких месторождениях, как Ванкорское, экспериментировать нельзя. Здесь ошибаться нельзя.

ВК: Откуда Вы получаете информацию о новых технологиях нефтегазового сервиса?

Ш.А.: Интернет, различные семинары, конференции, курсы повышения квалификации... Также есть несколько хороших журналов, которые объективно рассказывают о технологиях, их плюсах и минусах. Их немного – «Время колтюбинга», «Нефть и геология», «Геофизика», зато много изданий, которые доставляют просто рекламу. Ваш журнал входит в подписку, которую выбирают компании. Нам импонирует взвешенный и объективный подход вашего издания, потому что ваши авторы описывают не только возможности той или иной технологии, но и то, какие в процессе работ могут возникнуть проблемы, как с ними справиться и какие можно получить результаты при учете тех или иных условий.

ВК: В каком направлении, по Вашему мнению, будет развиваться отечественный нефтесервис в ближайшие годы?

Ш.А.: В настоящее время происходит объединение небольших компаний, их укрупнение, поскольку понятно, что у мелких компаний недостаточно собственных возможностей для того, чтобы вводить в практику свои продукты. Небольшие компании, да и те, что покрупнее, начинают интегрироваться, образуя корпорации, холдинги, ставящие своей целью предоставление широкого спектра качественных услуг. И будущее – за такими объединениями. За мелкими компаниями останется только небольшой и несложный сервис или специфические работы. Эксклюзивные работы также будут востребованы, хотя они могут оказаться очень дорогими.

Хотелось бы, чтобы со стороны государства, со стороны, может быть, добывающих компаний оказывалась финансовая помощь отечественным сервисным компаниям. В период кризиса им тяжелее остаться на рынке и развиваться. В этих компаниях работает очень много грамотных специалистов. Есть идеи, есть понимание, как и что делать. Не хватает только финансово-материальной поддержки.

ВК: Будем надеяться, что это преодолимо.

Ш.А.: Я думаю, что отечественные компании в самое ближайшее время составят очень сильную конкуренцию зарубежным. Уже составляют. ☺

Вела беседу Галина БУЛЫКА, «Время колтюбинга»

work for their improvement. The huge international companies have collected vast experience, also in high-tech operations, performed in various regions of the planet. And they bring this experience to Russia. While the small companies don't have such a reserve of technologies, experience, although they have got very interesting ideas. However their development requires strong financing. We cannot experiment on such deposits like Vankor. There is no space for error here.

CTT: Where do you receive information about new oil and gas service technologies from?

Sh. A.: Internet, various workshops, conferences, extension courses... Also there are some good magazines which tell objectively about technologies, their risks and benefits. They are few – Coiled tubing times, Oil and geology, Geophysics, but there are many editions which just deliver advertising. Your journal is from subscription chosen by the companies. We are impressed with reasonable and objective approach of your edition, because your authors not describe opportunities of this or that technology, but possible risks as well, ways of their elimination and results depending on different conditions.

CTT: In what direction, to your mind, will the domestic oil service move in the next years?

Sh. A.: Currently we see amalgamation of small companies, their consolidation, as it's clear that small companies are short of their own resources for implementation of their products. The small companies and even larger ones start to integrate, forming corporations, holdings having a purpose rendering vast circle of high-quality services. Future belongs to such mergers. The small companies will preserve only simple and easy servicing or specific works. The exclusive operations also may be in great demand, however they can be quite expensive. We'd like to see financial aid on the part of the state or even producer companies administered to service companies. In the period of crisis it's more difficult for them to remain in the market and go on their development. There are a lot of competent specialists in these companies. They've got ideas and notion want and how to do. The need only financial and material support.

CTT: Let's hope this can be done.

Sh. A.: I think very soon the domestic companies will compete seriously with the foreign companies. They already do. ☺

Halina BULYKA, Coiled Tubing Times



RPGC

10-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки «Нефтегаз 2012»



26 - 28
июня 2012
Россия • Москва



ВЕДУЩИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС РОССИИ



ITE MOSCOW
+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com

www.mioge.ru
www.mioge.com



10th RUSSIAN PETROLEUM & GAS CONGRESS alongside Neftegaz 2012



26 - 28
June 2012
MOSCOW • RUSSIA



RUSSIA'S LEADING OIL & GAS CONGRESS

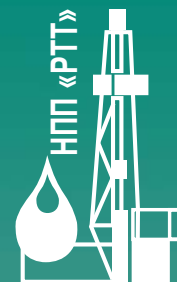


ITE MOSCOW
+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com

www.mioge.ru
www.mioge.com

ООО «НПП «РОСТЭКТЕХНОЛОГИИ»



ПРОИЗВОДИТ И ПОСТАВЛЯЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СКВАЖИННЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РАБОТЫ С КОЛТЮБИНГОВЫМИ УСТАНОВКАМИ:

- Переводники для безмуфтовой длинномерной трубы
- Клапаны обратные
- Разъединители аварийные
- Переводники различного назначения
- Ловильный инструмент
- Центраторы механические и гидравлические
- Труборезки гидромеханические
- Насадки размывочные
- Скребки механические
- Яссы механические и гидравлические
- Штанги грузовые
- Комплект инструмента для подъема аварийной трубы
- Клапаны циркуляционные
- Специальный инструмент

**РАЗМЕРНЫЙ РЯД
ИНСТРУМЕНТА
ПОЗВОЛЯЕТ ПРОИЗВОДИТЬ
ВСЕ СПЕКТР
РЕМОНТНЫХ РАБОТ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
КОЛТЮБИНГОВЫХ
УСТАНОВОК**



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

БАРАБАННЫЕ СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ МУФТЫ КАК АЛЬТЕРНАТИВА СВАРНЫМ СОЕДИНЕНИЯМ ГИБКИХ ТРУБ

SPOOLABLE MECHANICAL CONNECTORS – AN ALTERNATIVE TO JOINING COILED TUBING BY WELDING

Берни ЛУФТ, Trican Well Service Ltd.

H.B. (Bernie) LUFT, Trican Well Service Ltd.

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ СВАРНЫХ И МЕХАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ГИБКИХ ТРУБ (ГТ)

По сути, существуют лишь два возможных способа соединения ГТ, а именно: соединение при помощи сварки и при помощи барабанных муфт. Оба метода имеют определенные достоинства и недостатки. За исключением отдаленных и/или некоторых морских областей сварка является более доступным методом, требующим меньших объемов предварительного планирования, поскольку большинство муфт нуждаются в высокоточной обработке для того, чтобы соответствовать диаметру гибкой трубы, толщине ее стенок и классу прочности, так как это позволяет достичь наилучших усталостных характеристик при пластической деформации. Кроме этого, при сварке ГТ легче сохранить внешнюю, а при использовании орбитальной сварки и внутреннюю поверхность ровной.

С другой стороны, получение высококачественного сварного соединения ГТ требует специализированных навыков и сварщиков, обученных сварке трубных изделий с одной стороны без поддержки. Предпочтительно, чтобы сварщик имел опыт сварки емкостей под высоким давлением. Аргонно-дуговая сварка обычно применяется для сварки ГТ «встык» или создания круговых швов. Для обеспечения хорошего качества сварных соединений крайне важно использовать сборку под сварку и станок для согласования кромок как, например, показано на рисунке 1. Также важным моментом является обеспечение правильной газовой защиты сварочной дуги, особенно от сильных боковых ветров, встречающихся в

ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF CT WELDED AND MECHANICAL CONNECTIONS

There are essentially only two possible choices for joining coiled tubing (CT), namely by welding and mechanical spoolable connectors. Both methods have certain advantages and disadvantages. Except for remote and/or some offshore locations, welding is a more readily available method requiring less pre-planning since some mechanical connectors must be precision machined to suit a specific CT diameter, wall thickness and strength grade in order to obtain maximum plastic bend fatigue performance. Also, a welded joint in CT can readily maintain an external and, with orbital welding processes, internally flush surface.

On the down side, obtaining a high quality CT connection through welding requires specialized skills and welders or welding operators who are qualified for welding tubular goods from one side without backing. A welder qualified in pressure vessel welding is preferred. Tungsten inert gas welding (TIG) is the usual welding process employed for butt or girth joints in CT. A fit up and joint alignment jig such as that shown in Figure 1, is paramount to ensure a good quality weld joint. Equally important to ensure proper gas shielding of the welding arc, especially from strong cross winds encountered offshore, is the provision of a welding habitat such as the tent shown in Figure 1. As well, a qualified welding procedure specification (WPS) is essential to provide the welder with all necessary data and other relevant information that must be followed to ensure that

морских условиях. Это можно сделать при помощи правильной организации сварочного места. Можно, например, использовать палатку, как показано на рисунке 1. Еще одним обязательным моментом является наличие особых технических условий процесса сварки, чтобы обеспечить сварщика всеми необходимыми данными и другой значимой информацией, которой нужно руководствоваться для гарантий достижения ожидаемых характеристик сварного соединения. Малоцикловые усталостные характеристики любого сварного соединения очень сильно зависят от опыта и мастерства сварщика. Удовлетворение всех вышеперечисленных требований при проведении операций на море или в отдаленных районах суши может стоить очень больших денег.

Подготовка к соединению ГТ при помощи барабанной соединительной муфты, с другой стороны, требует меньших навыков, хотя правильная подготовительная процедура все же является необходимой. В отличие от сварных соединений усталостные характеристики соединения такого типа менее зависимы от индивидуального мастерства технического специалиста, подготавливающего соединительную муфту. Защита от плохих погодных условий не так важна, хотя механические соединения также требуют наличия станка для согласования кромок и компоновки с ГТ как, например, показано на рисунке 2. В отдаленных районах или при работе в морских условиях соединение колонн ГТ при помощи механических соединителей будет менее затратным, поскольку буровые бригады или персонал сервисной компании может быть легко обучен установке подобных соединителей.

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ УСТАЛОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СВАРНЫХ И МЕХАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ГТ

Стыковочные швы в колоннах ГТ в разной степени уменьшают их усталостную стойкость при пластической деформации или малоцикловую усталостную прочность в зонах сварных соединений. Степень уменьшения зависит от качества сварки и от используемых технических условий данного процесса. Качество во многом зависит от добротности последнего слоя сварного шва и от процесса его «зачистки». Процессы ручной и орбитальной аргонно-дуговой сварки имеют отличия в степени уменьшения малоциклового усталостной прочности стыковочных сварных соединений ГТ, при этом ручная сварка демонстрирует наибольшую изменчивость малоцикловых усталостных характеристик. На рисунке 3 показаны результаты



Рисунок 1 – Сварочный станок и палатка для аргонно-дуговой сварки ГТ «встык»
Figure 1 – Welding Jig and Habitat for TIG Welding of CT Butt Joints

the expected performance of the CT connection will be realized. The low cycle fatigue (LCF) performance of any given weld joint, is highly dependent upon the skill and experience of the welder. Providing for these essential requirements in offshore or remote onshore locations can be extremely costly.



Рисунок 2 – Компоновка с ГТ для согласования кромок и установки соединительных муфт [1]
Figure 2 – Assembly Skid for CT Connector End Preparation and Installation (Ref. 1)

Preparing a CT connection using a spoolable mechanical connector, on the other hand, requires less skill although training on the correct assembly procedure is critical. Unlike a welded connection, the bend fatigue performance is much less dependent upon the individual skill of the technician preparing the connection. Weather protection against the elements is not essential however mechanical connections also require a CT assembly and

тестов, проведенных на установке для испытаний на усталость. Были протестированы сварные соединения, выполненные при помощи ручной и орбитальной аргонно-дуговой сварки. Все ГТ со сварными соединениями демонстрируют уменьшение усталостной долговечности по сравнению с ГТ, не подвергавшимися сварке. Усталостная прочность сварных швов при ручной аргонно-дуговой сварке в этом примере принимает как большие, так и меньшие значения по сравнению с орбитальной сваркой. Наименьшее значение прочности равно 12% от прочности первоначальной ГТ, а наибольшее – 85% от прочности первоначальной ГТ. Изменчивость малоциклового усталостной прочности, измеренная в единицах стандартного отклонения, составила 18%. Усталостная прочность швов, полученных при помощи орбитальной сварки, также меняется, однако результаты более согласованы, стандартное отклонение равно 11%.

«Допустимая» или «пригодная для работы» усталостная прочность стыковочных швов бывших в употреблении или эксплуатируемых

колонн ГТ обычно ограничена величиной в 25% от остаточной усталостной прочности ГТ. Из результатов на рисунке 3 очевидно, что при ручной аргонно-дуговой сварке «встык» существует значительно больший риск возникновения неисправностей. Следует отметить, однако, что с практической точки зрения процесс орбитальной сварки не всегда легкодоступен даже в неотдаленных районах суши. Также

имеются некоторые другие обстоятельства, которые могут исключить использование орбитальной аргонно-дуговой сварки. К таковым можно, например, отнести высокую степень овальности концов ГТ. В данном случае непросто осуществить проварку корня шва правильным образом без применения ручной сварки. Дополнительные подробности, касающиеся

alignment jig or skid such as that shown in Figure 2 used for offshore locations. In remote or offshore locations, joining CT strings with mechanical connectors would be less costly since on-site rig crews or service company staff can be readily trained to install such connectors.

RELATIVE FATIGUE PERFORMANCE OF CT WELDED AND MECHANICAL CONNECTIONS

Butt welds in CT strings reduce the plastic bend fatigue life or low cycle fatigue (LCF) at the welded connection to varying degree depending upon the quality of the weld and the particular WPS used. This includes any effects of finishing or “dressing” of the weld. Manual TIG and orbital TIG processes differ in the extent and variability of LCF reduction in CT butt welded joints with manual TIG exhibiting the greatest variability in LCF performance. Figure 3 illustrates the results of bend fatigue machine (BFM) tests performed on welded joints prepared with both manual and orbital TIG welding processes. All welded joints can be seen to exhibit a lower fatigue life

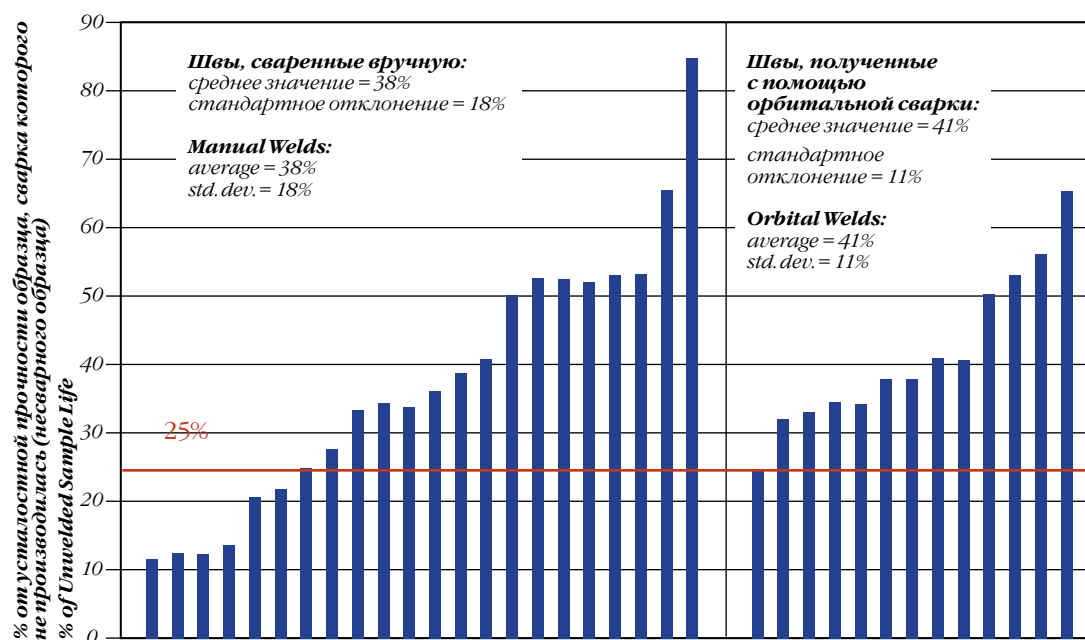


Рисунок 3 – Результаты испытаний на малоцикловую усталость образцов ГТ, сваренных при помощи ручной и орбитальной аргонно-дуговой сварки
Figure 3 – Sample Low Cycle Fatigue Tests on Manual and Orbital TIG Welded CT Specimens

compared to the non-welded or base tubing. The bend fatigue life of manual TIG welds in this sample set was both lower and higher compared to that of orbital TIG welds with the lowest performance measuring 12% and the highest 85% of the base tubing. The variability in LCF as measured by the standard deviation was 18%. The fatigue lives of orbital TIG welds, although

сварки стыковочных и круговых швов, представлены в работе Б. Лифта [2] и работе В.Д. Арнама и Д. Смита [3].

До разработки новой «многоцикловой» барабанной соединительной муфты (см. работу Б. Лифта [4]) типичное значение усталостной прочности представленных на рынке муфт колебалось в пределах 6–22% от прочности

also variable, were more consistent with a lower standard deviation of 11%.

An “allowable” or “working” fatigue life of butt weld repairs in used or “in-service” CT strings is often limited to 25% of the remaining fatigue life of the tubing. It is clear from the test results of Figure 3, that there is a significantly greater risk of failures in CT welds performed by the manual

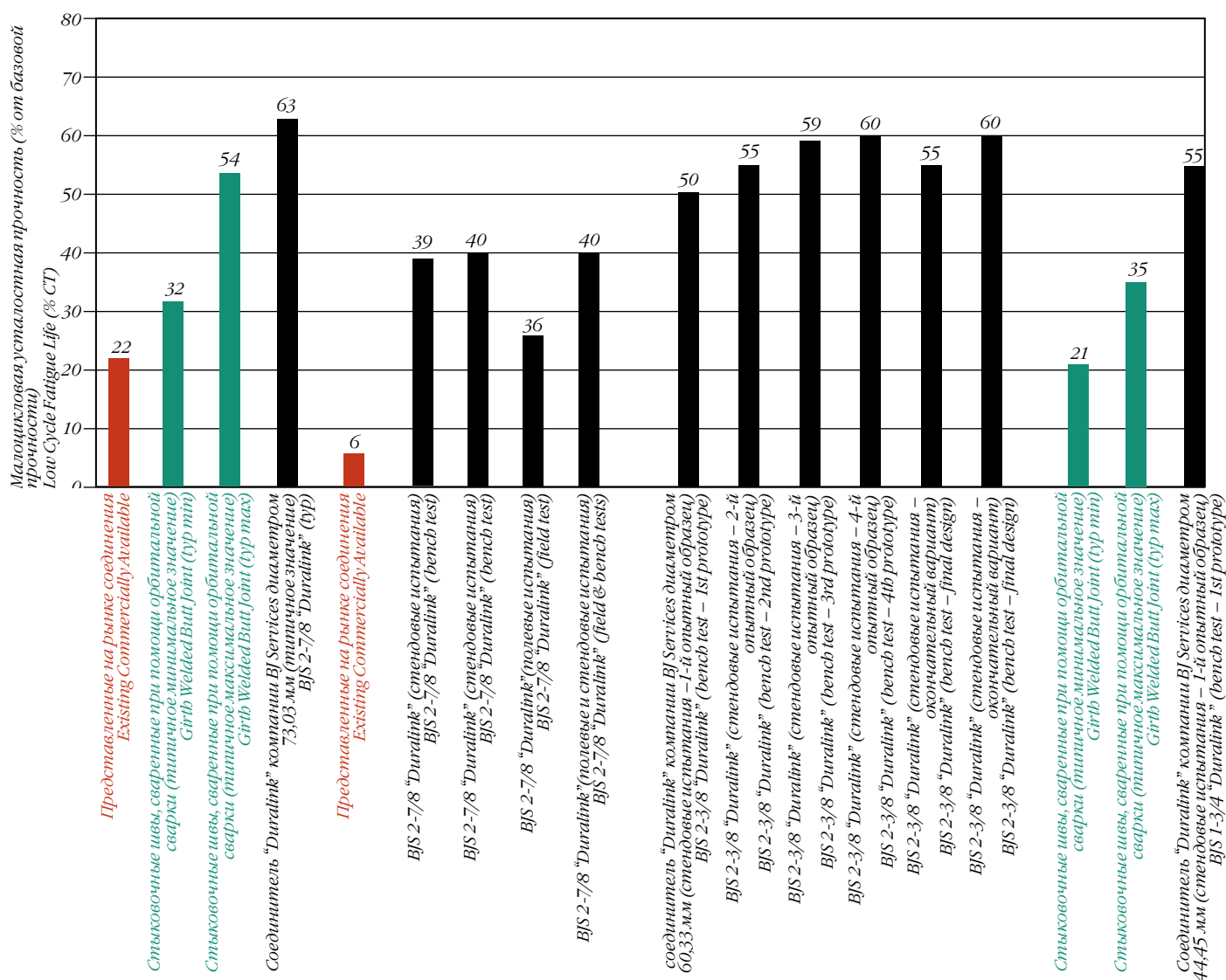


Рисунок 4 – Усталостные характеристики при испытаниях на изгиб различных «высокопрочных» соединителей ГТ («Существующие» = «низкопрочные» соединители, «Полевые образцы» = прошли испытания в режиме максимальных нагрузок)

Figure 4 – Bend Fatigue Performance of Various “High-Fatigue” CT Connectors (“Existing” = “Low-Fatigue” connectors, “Field” = Tested under operating conditions)

ГТ, не подвергавшейся сварке. Значение в 6% соответствовало ГТ диаметром 73 мм, изготовленной из стали марки CT100, при испытаниях с радиусом изгиба в 1,83 м, тогда как значение в 22% соответствовало радиусу изгиба 2,44 м.

На рисунке 4 представлено сравнение усталостных характеристик нового

TIG process. It should be noted, however, that from a practical consideration, orbital TIG processes are not readily available even in non-remote onshore regions. There are also other welding considerations that may obviate the use of orbital TIG such as CT ends that have a high ovality for which a sound root pass may be difficult to achieve unless deposited with a

механического соединителя Duralink и стыковочных швов ГТ. Испытания проходили с радиусом изгиба 1,83 м и давлением 10,4 МПа. Видно, что усталостные характеристики нового соединителя не только превосходят характеристики старых, но также превышают показатели высококачественных сварных соединений. Из сравнения рисунков 3 и 4 можно видеть, что изменчивость усталостной прочности данного механического соединителя меньше по сравнению со сварными соединениями, даже в случае когда последние выполнялись при помощи орбитальной сварки. Дополнительным преимуществом механического соединителя является тот факт, что зарождающиеся в нем усталостные разрушения могут быть обнаружены по локальному продольному изгибу или волнистости ГТ в областях входных сечений. Это позволит вырезать соединитель и заменить его до образования трещины в ГТ.

Следует отметить, что числа на вертикальной оси рисунка 4 обозначают усталостную прочность в процентах от прочности базовой ГТ. Данное процентное отношение было получено делением числа усталостных циклов до отказа ГТ с механическим соединителем или стыковочным сварным швом на число аналогичных циклов для базовой ГТ (без соединителей и сварных швов). Последняя величина определялась проведением испытаний на пластическую усталость образцов, приготовленных на основе тех же ГТ, что использовались для сварных или механических соединений. Утверждают, что усталостные характеристики других барабанных муфт, описание которых можно найти в работе А. Эхтешама [6], совпадают с таковыми у базовых ГТ. Такое возможно лишь в случае, если усталостная прочность базовой ГТ меньше той, которая была бы измерена с использованием идентичных тестовых образцов ГТ. Усталостная прочность базовой ГТ [6] была получена с использованием теоретической модели, прогнозирующей усталостные характеристики, и ее значение было, несомненно, меньше того, которое получилось бы в результате проведения тестов с реальными образцами, созданными на основе ГТ, применяемой для испытаний соединителей.

ДИЗАЙН И МОНТАЖ БАРАБАНЫХ СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ МУФТ

Дизайн соединительной муфты [4] показан на рисунке 5. Муфта состоит из трех компонентов, к которым относятся «мягкие» входные сечения со щелевидными продольными отверстиями на каждой из сторон, и центральная перемычка,

manual TIG torch. Additional details on butt/girth welding of coiled tubing are given by H. B. Luft, Ref. 2 and W. D. Arnam and D. Smith, Ref. 3.

Prior to the development of a new “high-cycle” spoolable CT connector (H. B. Luft, Ref. 4), a typical fatigue life of a commercially available connector ranged from 6% to 22% of base (non-welded) tubing for a 2-7/8” (73 mm) CT100 tested on a bend form of 72” (1.83 m) to 96” (2.44 m) respectively as shown in Figure 4 that also compares the fatigue performance typically exhibited by CT butt welds. Test parameters were 72” (1.83m) bend form and 1,500 psi (10.4 MPa) pressure. It can be seen that not only was the fatigue life of this connector far superior to those existing previously but that the performance even surpassed that of the highest quality welded connections. Comparing Figures 3 and 4, it can also be seen that there is less variation in the fatigue life of this mechanical connector when compared to welded connections even if prepared with semi-automatic orbital welding processes. A further benefit is that incipient fatigue failure of the mechanical connection can be observed by noting local buckling or rippling of the CT initiating at the soft entry sections. This observation allows the connector to be cut out and replaced before a pinhole crack is obtained in the tubing.

It should be noted that the percentage of base fatigue (i.e. %CT) plotted in Figure 4, was determined by dividing the fatigue cycles to failure with a mechanical connection or butt welded joint by the cycles to failure without a connection (i.e. the base CT fatigue) determined from bend fatigue tests of specimens prepared from the same CT samples as that used for the connector or weld joints. Fatigue performance of other spoolable connectors reported by Ehtesham, A. et al, Ref. 6, is claimed to be equal to that of the base tubing. This can only be possible if the base tubing fatigue is less than what would be measured with identical CT test specimens. The base fatigue life used in Ref. 6 was that obtained from a theoretical fatigue predictive model whose value was evidently less than what would have been obtained if tests were performed on actual specimens extracted from the same CT samples as those used for the connector tests.

DESIGN AND ASSEMBLY OF MECHANICAL SPOOLABLE CONNECTORS

The design of the connector described in Ref. 4, is shown in Figure 5. It consists of three (3)

которая заполнена эластомерным материалом таким образом, чтобы быть заподлицо с внешним диаметром ГТ. Все три части оснащены резьбовыми концами, причем их монтаж происходит одновременно, чтобы активировать двусторонние уплотнительные прокладки. Для более агрессивных внутрискважинных условий наполнение из эластомера может быть заменено металлическими центрующими кольцами.

Для монтажа соединительной муфты концы ГТ надевают на «мягкие» входные сечения и уплотнительные прокладки. При этом необходимо убрать внутренний заусенец продольного сварного шва ГТ (сделать его заподлицо с внутренней поверхностью ГТ), как показано на рисунке 6. Необходимо тщательно следить за тем, чтобы не поцарапать или каким-нибудь другим образом не повредить внутреннюю поверхность ГТ. После этого концы ГТ крепятся к перемычке муфты вдавливанием их в полусферические выемки на муфте (т.е. образуется обычное «ямочное» соединение), как показано на рисунке 7.

Поскольку желательно избежать любой наружной высадки (например, для прохождения сквозь противовыбросовое или сальниковое устройство), внутренний диаметр соединительной муфты, показанной на рисунке 5, должен быть слегка меньше, чем таковой у ГТ. Опыт показывает, что уменьшенный внутренний диаметр не мешает проведению операций, включая перемещение стальных шаров, используемых для активации КНБК.

Что касается жестких внутрискважинных условий, таких, например, как скважины с высоким содержанием сероводорода, то в подобных условиях стыковочные сварные швы (см. рисунок 8 и работу Б. Луфта [5]) не выдерживали испытаний на усталость всего лишь после нескольких циклов пластической деформации независимо от того, ручная или орбитальная сварка использовалась для их создания.

Суперсплав, который использовался при создании барабанной соединительной муфты [4], успешно прошел испытания на устойчивость к сульфидному растрескиванию под напряжением. Особое внимание, однако, следует уделить защите внутренней поверхности концов ГТ от воздействия кислых сред. Всесторонние испытания на усталость образцов ГТ, подвергавшихся воздействию кислого раствора стандарта «А» организации NACE [5], показали, что водородное растрескивание случается чаще, когда как внутренняя, так и внешняя поверхность ГТ подвергаются воздействию раствора.



Рисунок 5 – Дизайн «высокопрочной» барабанной соединительной муфты

Figure 5 – Design of a “High-Fatigue” Spoolable Mechanical Connector

components comprised of a slotted soft entry section on each side and a central ligament that is backfilled in this design with an elastomer material that is flush with the outer diameter of the CT. The three sections are assembled by threaded ends, the make-up of these ends acting simultaneously to energize the two-way seals. For more aggressive downhole environments, the elastomer backfill can be replaced with metallic centralizer rings. For connector assembly, the coiled tubing ends are slipped over the soft entry sections and seals and for this reason, the internal weld flash of the longitudinal CT weld seam must be reamed flush with the internal CT surface as shown in Figure 6. Great care must be exercised to not scour, scratch or otherwise damage the interior surface of the CT. The tubing end are then fastened to the connector ligament by pressing the CT ends into the hemispherical depressions of the connector (i.e. common “dimple-on” connections) as shown in Figure 7.

Since it is desirable to avoid any external upsets (e.g. for passage through the stripper or “stuffing box”), a mechanical connector shown in Figure 5, requires the inside diameter (ID) to be somewhat less than that of the CT. Experience has shown, however, that the reduced ID does not hinder normal operations including conveyance of steel balls used for ball-activated bottom hole assemblies (BHA).

Следовательно, гибкий и прочный уплотняющий материал должен применяться в тех местах, где концы ГТ перекрывают муфту, для предотвращения воздействия кислых сред на внутреннюю поверхность ГТ.

ПРИМЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ БАРАБАННЫХ СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ МУФТ

Возможность соединять ГТ при помощи сварных соединений или барабанных соединительных муфт является важным аспектом для контроля и ремонта колонн ГТ. Зачастую бывает так, что короткий участок колонны ГТ израсходовал свой эксплуатационный ресурс. Это может потребовать (за исключением случаев, когда данный участок можно удалить и/или заменить на новый) необязательного снятия с эксплуатации всей колонны ГТ. До настоящего времени, наверное, наиболее удачной и необходимой областью применения барабанных соединительных муфт являлись КРС или буровые работы с применением колтюбинга в морских условиях. При этих операциях, как правило, применяются колонны ГТ большего диаметра, длины и толщины стенок. Это очевидным образом приводит к тому, что на морскую платформу приходится выгружать более тяжелые барабаны с ГТ. Однако грузоподъемности крана недостаточно для того, чтобы поднять всю колонну ГТ целиком, особенно при большом волнении на море. Поэтому приходится доставлять колонну по частям. Ранее эти части сваривались на платформе только при помощи сварки. Данный метод был довольно непопулярен среди многих добывающих компаний из-за проблем с безопасностью и целой истории недопустимо частых неполадок. С момента успешной разработки новой «высокопрочной» барабанной соединительной муфты некоторые операторы, работающие в Северном море, выбрали ее в качестве стандартного метода соединения колонн ГТ. Механические соединители ГТ также становятся популярными при выполнении операций на суше, особенно в отдаленных областях, где квалифицированных и компетентных сварщиков тяжело или вообще невозможно найти. При наличии начальной, но обязательной подготовки механические соединители могут быть надежным образом установлены регулярным персоналом, обслуживающим колтюбинговую установку. К настоящему моменту барабанные муфты используются для соединения труб диаметром от 44,5 до 73 мм, соответствующих классам прочности CT80, CT90, CT100 или CRA CT. Если ГТ изготавливается из антикоррозионных сплавов, то единственно возможным решением



Рисунок 6 – Устранение внутреннего заусенца продольного сварного шва ГТ
Figure 6 – Reaming of Internal Weld Flash of CT Longitudinal Weld Seam



Рисунок 7 – «Ямочное» присоединение концов ГТ к центральной перемычке муфты
Figure 7 – “Dimple-On” Connection of CT Ends to Connector Central Ligament

When considering harsh downhole environments such as those containing H₂S (i.e. sour wells), butt welded connections have been shown (Figure 8, Luft, H. B., Ref. 5) from sour fatigue tests to fail after only a few cycles regardless of whether the welding process used was manual or orbital TIG.

The super alloy used for the spoolable connector described in Ref. 4, tested successfully for sulphide stress cracking resistance (SSC) however, special attention must be given to protecting the inside surface of the CT ends from exposure to the sour environment. Extensive testing of CT fatigue specimens exposed to a NACE Standard “A” sour solution reported in Ref. 5, has revealed that hydrogen induced cracking (HIC) will occur more readily when the tubing is exposed on both the outer and inner surfaces. Hence, a flexible and durable sealant must be applied where the ends of the tubing overlap the connector to prevent exposure of the inner surface of the CT to the sour environment.

МАЛОЦИКЛОВАЯ УСТАЛОСТНАЯ ПРОЧНОСТЬ
СТЫКОВОЧНЫХ ШВОВ В КИСЛЫХ СРЕДАХ
LOW CYCLE FATIGUE (LCF) PERFORMANCE OF
CT BUTT WELDS IN SOUR ENVIRONMENTS

Гибкая труба марки CT80, содержание сероводорода
в среде – 100%, давление – 10,3 МПа

CT80 – 100% H₂S, 1500 psi

Не используйте стыковочные сварные швы, если гибкая труба
эксплуатируется в кислых средах

Do not use butt welds in sour service coiled tubing

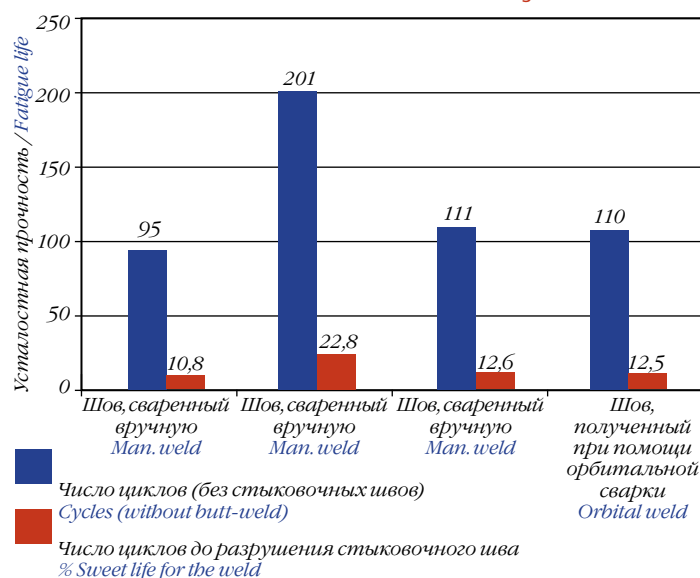


Рисунок 8 – Эффект воздействия кислых сред на малоцикловую усталостную прочность стыковочных швов в ГТ без применения специальных ингибиторов
Figure 8 – Effect of Sour Environments on Bend LCF of CT Butt Welds Without Anti-Cracking Inhibitor

для соединения таких труб являются барабанные соединительные муфты. Это обусловлено тем, что подходящая сварочная процедура с использованием присадочного материала, которая давала бы приемлемую малоцикловую усталостную прочность сварного соединения, еще не разработана.

Есть несколько примеров, которые демонстрируют возможности применения, преимущества и экономическую выгоду использования барабанных соединительных муфт в морских условиях. Некоторые из этих примеров можно найти в работе Л. Линка и др. [1]. Новый соединитель, описанный в работе [4], стал полезной технологией для проведения внутрискважинных работ в условиях Северного моря, которые потребовали использования ГТ большего диаметра (60,3 и 73 мм). Для проведения работ на норвежском шельфовом месторождении Veslefrikk А, оператором которого является компания Statoil ASA, потребовалась ГТ со следующими параметрами: диаметр – 60,3 мм, толщина стенки

APPLICATION EXAMPLES OF MECHANICAL SPOOLABLE CONNECTORS

The ability to join coiled tubing strings by either welding or spoolable mechanical connectors is important for the management and repair of coiled tubing strings. Often, a relatively shorter sub-section of a CT string has exhausted its safe working life that, unless this section can be removed and/or replaced with a new section of tubing, will require that the entire CT string be retired unnecessarily. Perhaps the most beneficial and essential application of mechanical spoolable connections to date, has involved offshore CT workover or drilling operations. These operations typically utilize larger diameter, heavier wall and longer CT strings. Obviously this means heavy spools of coiled tubing that must be landed on the offshore platform. However, the crane loading capacities are not sufficient to lift an entire string length particularly at high seas such that it becomes necessary to deliver the string in shorter sections. These sections had previously been joined on the platform by welding only; a method that is unpopular with many operators primarily because of safety concerns and a history of unacceptably frequent failures. Since the successful development of new “high-fatigue” spoolable connectors, some offshore operators in the North Sea have elected to make this their standard method for joining CT strings. Mechanical CT connectors are also gaining popularity in onshore operations, particularly in remote locations where qualified and competent welders are difficult if not impossible to find. With some basic but essential training, mechanical connectors can be reliably installed by regular coiled tubing unit (CTU) rig personnel. To date, connectors has been commissioned for CT sizes ranging from 1-3/4” (44.5 mm) to 2-7/8” (73 mm) and strength grades of CT80, CT90, CT100 and CRA CT. When coiled tubing is fabricated from corrosion resistant alloys (CRA), the only solution for making a tube-to-tube connection in CRA CT appears to be the use of a spoolable connector. This is because a suitable welding procedure that involves a filler metal has not yet been developed that exhibits an acceptable low cycle fatigue life.

There are several examples to illustrate the application, benefits and economics of using spoolable connectors principally offshore. Some of these have been published by Link, L, et al, Ref. 1 The new connector described in Ref. 4 constituted an enabling technology for offshore

3,4 мм, класс прочности – CT100, длина – 4900 м. При помощи данной трубы планировалось провести очистку глубоководной скважины и установку глубинной пробки для подготовки скважины к повторному заканчиванию. Барабан с ГТ такой длины весил бы 32 т. Грузоподъемность же крана, расположенного на морской платформе, составляла всего лишь 16 т при высоте характерной волны 3 м. Было принято решение разделить колонну ГТ на три части и использовать две барабанные соединительные муфты для того, чтобы собрать колонну заново на платформе. (Механические соединители были выбраны из-за того, что предыдущие попытки сварки труб встык провалились). Соединители были успешно установлены без каких-либо происшествий за 26 часов. При этом высота волн превышала 3 м на всем протяжении операции. Процесс установки проходил таким образом, что удалось избежать значительных задержек во время проведения операции. После успешно проведенного КРС на скважине № 1 колтюбинговое оборудование было перемещено на скважину № 2 для проведения очистки и повторных перфорационных работ с той же концентрацией оборудования. Скважина № 2 также была успешно закончена, после чего оборудование переместили на скважину № 3 для последующего успешного проведения операции по закачке ингибитора солеотложения. Позднее оборудование было извлечено из скважины, колонна ГТ была смотана на 3 отдельных барабана и доставлена обратно на береговую базу снабжения. Эксплуатационная эффективность ГТ при проведении внутрискважинных операций составила 92%, 99% и 100% соответственно. Барабанные муфты успешно функционировали на протяжении всех 6 спуско-подъемных операций без каких-либо признаков ухудшения их качества и не требуя замены.

Второй пример [1] использования барабанных муфт также связан с операцией в Северном море, которая проводилась в октябре 2003 года. На месторождении Ekofisk, оператором которого является компания ConocoPhillips, требовалось применение колонны разностенных ГТ диаметром 73 мм, толщиной от 3,96 до 5,2 мм и класса прочности CT100. С помощью данной колонны ГТ планировалось проведение кислотного ГРП. Три зоны в одной из скважин месторождения, расположенные на глубине 3962 м, были непродуктивными, поэтому было принято решение провести кислотный ГРП при помощи колтюбинга. Общий вес колонны ГТ и барабана составлял 36 т, в то время как максимальная грузоподъемность крана была 32 т. Колонна ГТ была разбита на две части, а затем собрана на платформе и протестирована на герметичность при давлении 55,2 МПа с

well interventions in the North Sea that required larger sized coiled tubing of 2-3/8" (60.3 mm) and 2-7/8" (73 mm). For the Norwegian "Veslefrikk A" offshore field, Statoil ASA required a 2-3/8" (60.3 mm) X 0.134" (3.4 mm) CT100 string of 4,900 m in length for a CT cleanout and deep-set plug installation in preparation for a well re-completion. If landed in one lift, this would have entailed a total weight of 32 tonnes. However, the offshore platform crane lifting capacity was only 16 tonnes at 3 m significant wave height. It was decided to split the string in three (3) sections and use two (2) connectors to reassemble the string on board. (Mechanical connections were selected because of previous failures with butt welded joints). The connectors were installed successfully without incident over a 26 hour period with ocean seas exceeding wave heights of 3 m that persisted prior to and during the installation operation. The connector installations were conducted mostly off the critical time line so that no significant delays were incurred by this operation. After successful workover of Well #1, the CTU equipment was skidded to Well #2 to conduct a clean out and re-perforation operation with the same equipment spread. With Well #2 completed successfully, skidding to Well #3 followed to conduct a successful scale inhibitor squeeze. The equipment was then rigged down, the CT string spooled back on 3 separate reels and transported back to the onshore base. The operational efficiency for each intervention was reported at 92%, 99% and 100% respectively. The connectors performed all 6 runs without any signs of deterioration and did not require replacing during the 3 well campaign.

A second example (Ref. 1), also offshore North Sea in the Ekofisk field for ConocoPhillips, involved a 2-7/8" (73 mm) X 0.203-0.156" (5.2-3.96 mm) tapered CT100 acid fracturing job performed in October 2003. Three (3) zones in this well located at a depth of 13,000 ft (3962 m) MD, were non-productive and it was decided to perform a CT/straddle acid frac stimulation operation. The total weight of the CT string and reel was 36 tonnes whereas the maximum crane capacity was 32 tonnes. The CT string was ultimately landed in two (2) sections and assembled offshore and hydro-tested to 8,000 psi (55.2 MPa) using a 2-7/8" (73 mm) connector instead of welding again because of premature failures experienced with the latter method of joining. Six (6) runs were performed with the same connector that sustained a maximum treatment pressure of 6,700 psi (46.2 MPa) with a

использованием соединительной муфты диаметром 73 мм. Опять же механический соединитель был выбран из-за преждевременного износа сварных соединений, использованных до этого. Шесть спуско-подъемных операций было проведено с использованием одного и того же соединителя. Он выдержал давление 46,2 МПа, при этом по колонне ГТ протекал 10%-й раствор соляной кислоты со скоростью 2544 л/мин. Наполнитель из эластомера потерял свои скрепляющие свойства и был заменен на металлические центрующие кольца для проведения последних двух спуско-подъемных операций. Кислотный ГРП был успешно завершён после четырех спуско-подъемных операций без происшествий. В результате добыча нефти возросла в 8 раз.

В качестве последнего примера использования барабанной соединительной муфты в морских условиях [1] с колонной ГТ длиной 4496 м, диаметром 73 мм и толщиной стенок 3,96 мм можно привести операцию в Северном море в декабре 2004 года. На морской платформе имелся кран грузоподъемностью 40 т при спокойном море. Для беспокойных вод в зимний период данная величина снижалась до 37 тонн. Колонна была разделена на две части и доставлена на платформу в виде отдельных барабанов, снижая максимальный вес каждой из частей до 22 тонн. Это гарантировало возможность проведения внутрискважинных работ в течение всего зимнего сезона независимо от волнений на море. Успешность и снижение затрат на проведение операций, которых удалось достичь при предыдущих применениях аналогичных соединителей, были решающими факторами при решении об использовании барабанной соединительной муфты для сборки колонны ГТ на платформе. После завершения механического соединения колонны и намотки ГТ на барабан была проведена проверка колонны на герметичность при давлении 34,5 МПа. После этого проверили ГТ на проходимость (продавили шар для проверки соответствия внутреннего диаметра нужным размерам) в течение 24 часов. Все операции никак не повлияли на выполнение других работ.

На скважину № 1 были отведены три спуско-подъемные операции, которые очистили лифтовую колонну диаметром 177,8 мм и фильтры гравийной набивки. После этого провели перфорацию гравийной набивки. На скважине № 2 также потребовалось проведение трех спуско-подъемных операций, которые тоже очистили лифтовую колонну диаметром 177,8 мм и фильтры гравийной набивки. Это позволило впоследствии провести кабельный каротаж. А вот на скважину № 3 пришлось отвести целых восемь спуско-подъемных операций. Была очищена лифтовая колонна

10% HCl acid flowing at 16 bbl/min (2544 l/min). The elastomer backfill had disbonded and was replaced with metallic centralizer rings for the last two trips into the well. The acid frac job was completed successfully after 4 trips without further incident resulting in an 8-fold increase in oil production.

As a final example of utilizing a spoolable connector offshore (Ref. 1) with a 14,750 ft (4,496 m) of 2-7/8" (73 mm) X 0.156" (3.96 mm) CT100 string, also involved a 3-well North Sea operation during December 2004. This platform had a crane capacity of 40 tonnes in calm seas that needed to be de-rated to 37 tonnes in rough winter seas. The string was cut into two sections and offloaded onto the platform in split reels reducing the maximum weight for each lift to 22 tonnes. This ensured that the well intervention could be performed during the winter season regardless of the severity of the sea state. The success and financial savings realized with earlier connector operations, were the deciding factors for using a CT connector to re-assemble this string as well. Completing the mechanical connection, spooling the assemble string onto the "Mother Reel", pressure testing to 5,000 psi (34.5 MPa) and drifting the string (i.e. pump a ball to confirm the ID) took less than 24 hours to complete and was performed "off the time line" (i.e. did not slow other job progress).

Well #1 entailed three (3) runs to clean out the 7" (177.8 mm) production tubing and gravel packed screens, followed by perforation of the gravel pack. Well #2 also required three (3) runs to clean out a 7" (177.8 mm) production tubing and gravel pack screens to allow wireline logging operations. Well #3 consisted of eight (8) runs to not only clean out a 7" (177.8 mm) production string but perform fishing, jarring and milling operations and finally pushing a stuck mono-lock plug downhole. All three workover operations achieved their objectives except that on the 3rd well, it was not possible to push the fish all the way to bottom. The CT connector suffered minimum wear after 14 runs without having to be replaced with a new connector. Several balls up to 1-3/8" (34.9 mm) in diameter were successfully pumped through the string and connector which had been pulled several times over the guide arch ("gooseneck") at 210 bar (21 MPa) and a tension of 65,000 lbs (28,913 daN). Working fluids were pumped up to a rate of 6.5 bbl/min (1,040 l/min). In terms of allowable fatigue life, the connector outperformed a butt welded connection. Dual

диаметром 177,8 мм, проведены ловильные и фрезеровочные работы, а также освобождение застрявшего инструмента при помощи яса. В завершение было проведено продавливание вниз застрявшей пробки. Все три операции достигли своих целей. Единственная неудача была на скважине № 3, где так и не удалось протолкнуть застрявший инструмент на забой. Соединительная муфта подверглась минимальному износу после 14 спуско-подъемных операций, замены также не потребовалось. Несколько шаров диаметрами до 34,9 мм были успешно продавлены по колонне ГТ. Соединительная муфта несколько раз проходила по направляющей арке при давлении 21 МПа и растягивающем усилии 28913 дН. Рабочая жидкость прокачивалась по колонне со скоростью 1040 л/мин. Что касается допустимой усталостной прочности, тут барабанная соединительная муфта превзошла показатели сварных соединений. Двусторонние сальниковые устройства потребовались для проведения четырех последних спуско-подъемных операций из-за поломки алюминиевых центрующих колец, которые заменили наполнитель из эластомера. В настоящий момент успешно и без происшествий используются новые центрирующие кольца из легированной стали.

К ключевым преимуществам использования барабанных соединительных муфт вместо сварных соединений для описанных выше конкретных примеров можно отнести: уменьшение проблем, связанных с грузоподъемностью крана и весом оборудования, снижение зависимости от погодных условий, возможность использования ГТ оптимальных (то есть больших) размеров, что увеличивает успешность операций и снижает время и стоимость их проведения, а также более предсказуемые технические характеристики по сравнению со стыковочными швами (зарождающаяся трещина в колонне ГТ может быть проконтролирована в процессе операции) и более простая установка. По мере внедрения недавних разработок в области барабанных соединительных муфт многие компании стали предпочитать механическое соединение колонн ГТ в морских условиях сварным соединениям. Кроме уже упомянутых преимуществ, одной из основных причин этого является увеличение надежности соединения ГТ и уменьшение риска преждевременных поломок по сравнению со сварными соединениями, а также снижение прочих рисков, связанных с проведением сварки в морских условиях. Предполагается, что преимуществами барабанных соединительных муфт также будут пользоваться и на суше, особенно в отдаленных районах. ☉

stuffing boxes were required for the last 4 runs because of failure of the aluminum centralizer rings that replaced the elastomer backfill. Centralizers fabricated from alloy steel are now used successfully without further incidents.

The key benefits of using spoolable connectors instead of tube-to-tube welds that were cited for these case studies included reducing crane capacity/equipment weight issues, a greatly expanded weather window, ability to utilize optimum (i.e. larger) CT sizes thereby increasing the chance of job success, greater cost effectiveness and faster than butt welding, more predictable performance than butt welds (i.e. incipient failure point in the CT string can be monitored during operation) and simple installation and monitoring by the CT crew. With the recent development of viable spoolable CT connectors, making mechanical rather than welded connections has become the preferred method of choice by some operators for joining CT sections for assembling coiled tubing strings offshore. Aside from the advantages already discussed above, one of the main reasons for this is to increase the reliability of the CT connection and reduce the risk of premature failures with welded connections and other risks associated with welding operations on offshore platforms. It can be expected that the benefits of spoolable connectors will also be exploited onshore, particularly in remote locations. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Link, L and Laun, L.E., "Large Diameter Coiled Tubing Becomes Available Safely Offshore Through a Newly Developed Spoolable Connector: Case Histories and Field Implementations", SPE94163 (2005).
2. Luft, H. B., "Development of Welding Procedure Specification for Girth Welds in Coiled Tubing", SPE54481 (1999).
3. Van Arnam, W.D. and Smith, D., "Good Coiled Tubing Welds, Properly Managed, Do Not Break" SPE60694 (2000).
4. Luft, H. B., L. Laun, L.E., and Thov, P.B., "Development of a New Spoolable Mechanical Coiled Tubing Connector", SPE89527 (2004).
5. Luft, H. B., Padron, T. and Kee, E., "Sour-Well Serviceability of Higher-Strength Coiled Tubing", SPE107014 (2007).
6. Ehtesham, A., Hriscu, J. and Zhong, A., "Development of a High-Performance Spoolable Connector", SPE113037 (2008).



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

ЗАЯВЛЕНИЕ

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

Члены ICoTA получают:

- право на участие в мероприятиях международного и регионального уровней, проводимых ICoTA, со скидками, предусмотренными организационными комитетами соответствующих мероприятий;
- право на пользование ресурсами сайта Ассоциации <http://www.icota.com> по специальному доступу и получение презентаций докладов, представленных на ведущих форумах ICoTA в Хьюстоне и Абердине, Калгари и Ставангере;
- доступ к всемирной базе членов ICoTA, что создаст прекрасные возможности для расширения деловых контактов.

Индивидуальный членский взнос на 1 год составляет 1500 рублей.

Для вступления в ICoTA заполните, пожалуйста, следующую анкету:

Организация/компания/структура _____

Фамилия _____ Написание по-английски _____

Имя _____ Написание по-английски _____

Отчество _____

Должность _____

Адрес электронной почты _____

Телефон _____ Факс _____

Почтовый адрес _____

Индекс _____

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

☐ да ☐ нет

Пожалуйста, отправьте заполненное заявление по электронной почте laktionov@fidnov.by





APPLICATION

Mission Statement:

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

Membership Category and Annual Membership Fee

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

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

Organization or Company _____

Contact Name (Last) _____ (First) _____

Job Title _____

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

Mailing Address _____

City _____ State/Province _____

Postal/Zip Code _____ Country _____

Telephone No.: _____ Fax No.: _____

E-mail: _____

Method of Payment / Transaction Details:

☐ Credit Card # _____ Zip Code: _____

Expiration date: __/__/__ Cardholder's Signature: _____

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

Are you interested in participating on working committees and/or task groups? ☐ Yes ☐ No

Would you like your contact information listed in our member directory? ☐ Yes ☐ No

Chapter Preference for individual members:

☐ Canadian ☐ European ☐ USA ☐ Latin American ☐ Russian

Send this completed form and supporting payment to:

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

220033, Беларусь, Минск, ул. Рыбалко, 26
Тел.: +375 17 298 24 17. факс: +375 17 248 30 26
E-mail: fidmashsales@nov.com, www.fidmashnov.com
Представительство в России «ФИДсервис»,
тел.: +7 (916) 281 15 53



Колтюбинговое,
азотное и насосное
оборудование
Coiled Tubing,
Nitrogen and Pumping
Equipment

NOV **Fidmash.**

Оборудование для ГРП
Fracturing Equipment



220033. Belarus. Minsk. Rybalko str. 26
Tel.: +375 17 298 24 17, fax: +375 17 248 30 26
E-mail: fidrtashsalest@nov.com, www.fidmashnov.com
Representative office in Russia LLC "FIDservice", tel.: +7 (916) 281 15 53

Преимущества азотных станций ТГА при колтюбинговом бурении

Колтюбинг – это прогрессивный метод бурения и ремонта скважин, основанный на использовании безмуфтовых гибких труб. Колтюбинг используется как при бурении новых скважин, так и при бурении новых стволов из существующих скважин.

Сегодня колтюбинг применяется для таких операций, как гидрофразыв пласта, исследование и эксплуатация скважин и т.д.

На сегодня эффективность колтюбинга не вызывает вопросов. В частности, колтюбинг – это один из наиболее эффективных методов, применяемых при бурении продуктивных пластов и при капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин в условиях депрессии на продуктивный пласт.

Роль азота в колтюбинге

Для бурения в условиях депрессии используется несколько типов промывочных жидкостей. В том числе облегченные растворы, в которых необходимая низкая плотность достигается путем аэрации азотом. Применение азота в аэрации не только задает высокий уровень пожаро- и взрывобезопасности, но и является экологически чистым методом.

Не считая того, что использование азота в нефтегазовой отрасли регламентировано Ростехнадзором.

Плюсы применения азотных станций ТГА

В колтюбинговом бурении ключевое значение имеет надежность используемого оборудования, предсказуемость его работы и точный контроль рабочих параметров.

Азотные станции серии ТГА от компании «ТЕГАС» нацелены на достижение этих необходимых качеств:

- применяется надежный и долговечный мембранный газоразделительный блок, обладающий низким энергопотреблением, которому не страшен сложный температурный режим и тяжелые рабочие условия;
- компрессорные блоки собственного производства – надежные и легкие в обслуживании;

- по требованию заказчика автоматика станций ТГА позволяет контролировать и архивировать рабочие параметры с последующей их обработкой на ПК; также возможна установка системы спутникового контроля положения станции и ее основных рабочих параметров;
- станции ТГА подготавливаются к работе в заданных климатических условиях: климатическое исполнение до УХЛ-1, предпусковой подогреватель Webasto, дополнительные предпусковые подогреватели масла в контурах привода компрессора, применение легкой муфты связи компрессора с приводом, облегченная система вентиляции компрессора и привода, а так же другие наработки компании «ТЕГАС».

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

Возможна аренда азотных станций ТГА

Для закрытия потребностей в нерегулярных и краткосрочных работах с участием азотных станций компания «ТЕГАС» предлагает станции ТГА в аренду. Срок и условия аренды оговариваются отдельно, парк доступных для аренды машин расширяется ежеквартально.

Компания «ТЕГАС» предлагает своим клиентам не только современные азотные станции ТГА, но и необходимые сопутствующие услуги: поставка запчастей, сервис, обучение персонала заказчика работе на компрессорном оборудовании, аренда азотных станций. Колтюбинг с применением азотных станций ТГА – это рациональная и безопасная эксплуатация месторождений, оптимальные режимы работы оборудования.

ОПЕРАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ АЗОТНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ТГА

- операции колтюбинга;
- капитальный ремонт скважин (КРС);
- геофизические исследования скважин;
- опрессовка скважин;
- вытеснение нефти и нефтепродуктов;
- азотное пожаротушение

Азотные компрессорные станции серии ТГА, предлагаемые компанией «Тегас» в аренду

Наименование	Производительность, Нм ³ /мин*	Давление азота, атм.	Чистота азота, %	Исполнение
ТГА-5/101 С95	5	101	90–95	Шасси КАМАЗ, либо 20-футовый контейнер
ТГА-10/101 С95	10	101	90–95	
ТГА-10/251 С95	10	251	90–95	
ТГА-10/15	10	15	98	

Воздушные станции серии ТГА, предлагаемые компанией «Тегас» в аренду

Наименование	Производительность, Нм ³ /мин*	Давление азота, атм.	Исполнение
ТГА-9/101	9	101	Шасси КАМАЗ, либо 20-футовый контейнер
ТГА-18/101	18	101	
ТГА-18/251	18	251	

* Производительность приведена по условиям всасывания.

Преимущества аренды компрессорных станций:

- **всегда в наличии** – получение спецтехники с необходимыми техническими параметрами по производительности, давлению и концентрации;
- **отсутствие необходимости:**
 - в приобретении дорогостоящего оборудования;
 - в увеличении численности персонала для обслуживания станции и проведении его специального обучения;
 - в уплате налоговых отчислений;
 - расходов на сервисное обслуживание;
- **станции предоставляются с высококвалифицированным экипажем;**
- **оперативное проведение регламентных работ**

при освоении или ремонте гарантировано по установленному графику;

- **круглосуточная эксплуатация станций;**
- **выполнение разнохарактерных операций;**
- сокращение времени проведения работ за счет применения спецтехники с более высокими характеристиками по производительности, давлению, концентрации;
- повышение степени взрывобезопасности работ;
- использование высокотехнологичного оборудования высокой проходимости в различных климатических условиях – 50 °С до +50 °С;
- возможность квалифицированной консультации и планирования необходимого объема работ.



▲ ТГА 10/251 С 95 на шасси КАМАЗ 63501
Производительность – 5 м³/мин;
Давление – 251 атм.;
Чистота азота – 95%.



▲ ТГА 5/101 Б 95 на шасси УРАЛ
Производительность – 5 м³/мин;
Давление – 101 атм.;
Чистота азота – 95%.



▲ ТГА 5/101 Б 95 в блочно-модульном исполнении
Производительность – 5 м³/мин;
Давление – 101 атм.;
Чистота азота – 95%.

Компания «Тегас» предлагает новые подходы к решению Ваших производственных задач. Обеспечиваем эффективное взаимодействие и оперативную обратную связь.

Приглашаем к сотрудничеству!



www.tegaz.ru

г. Краснодар

(861) 299-09-09 (многоканальный)

info@tegaz.ru – заказ оборудования

arenda@tegaz.ru – аренда компрессорного оборудования.

ПЛАНИРУЕМ ОСВОИТЬ КОЛТЮБИНГОВОЕ БУРЕНИЕ WE PLAN TO MASTER COILED TUBING DRILLING

Наши корреспондент беседует с представителями Международной группы ERIELL, осуществляющими сервисные работы с помощью колтюрбинговой установки в регионе Кариши (Узбекистан)

Время колтюрбинга: Ваша компания обслуживает газовые скважины или нефтяные?
Рахманов Жамолидин Насруллоевич, мастер установки «Колтюрбинг»: У нас газовые скважины.

ВК: Востребованы ли в Узбекистане колтюрбинговые технологии?

Рахманов Ж.Н.: Да. Потребность в них высокая. Наша компания начала работу с колтюрбингом в 2007 году с тех пор успешно проводит колтюрбинговые операции.

ВК: С какой установкой Вы работаете? Какие операции проводите? Какова глубина скважин?

Рахманов Ж.Н.: Мы работаем с установкой МК20 производства СЗАО «Фидмаш». Основные работы, которые проводит наша компания, – это кислотные обработки. Проводить операции приходится в сложных условиях, поскольку месторождение отличается большой концентрацией сероводорода. Глубина скважин у нас порядка 3800 м.

ВК: Насколько увеличивается дебит скважины после кислотной обработки с помощью колтюрбинга?

Рахманов Ж.Н.: После кислотной обработки дебит возрастает в 2–3 раза.

ВК: Сколько обработок в месяц Вы проводите?

Рахманов Ж.Н.: В среднем обрабатываем две–три скважины в месяц. В год – примерно до тридцати, в зависимости от требований заказчика. А основной заказчик у нас компания «Лукойл».

ВК: Намерена ли Ваша компания расширить свой парк колтюрбингового оборудования?

Рахманов Ж.Н.: Да, мы намерены приобрести еще одну установку среднего класса.

Our correspondent is talking to the representatives of ERIELL International Oil Service Group, performing service operations with coiled tubing unit in Karshi region (Uzbekistan)

Coiled Tubing Times: Does your company provide services to gas or oil wells?

Zhamolidin Rakhmanov, foreman of "Coiled tubing" unit: We deal with gas wells.

CTT: Are the coiled tubing technologies in demand in Uzbekistan?

Zhamolidin Rakhmanov: Yes. There is a great need for them. Our company started operations with coiled tubing in 2007 and has been working successfully since that time.

CTT: With what unit do you work? What operations perform? What is the depth of wells?

Zhamolidin Rakhmanov: We work with MK20 unit produced by NOV Fidemash. The principle operations performed by our company belong to acid treatment. We have to work in hard conditions, because the oilfield is notable for high concentration of hydrogen sulfide. The depth of wells is about 3800 m.

CTT: What is flow rate after acid treatment with a help of coiled tubing?

Zhamolidin Rakhmanov: After acid treatment flow rate grows up to 2–3 times.

CTT: How many times per month do you perform an acid treatment?

Zhamolidin Rakhmanov: At the average we treat two-three wells monthly. Per year – about thirty, depending on customer's demands. Our basic customer is Lukoil Company.

CTT: Does your company plan to enhance your coiled tubing fleet?

Zhamolidin Rakhmanov: Yes, we are going to purchase one more medium class unit.

ВК: Планируете ли Вы производить высокотехнологичные операции с помощью колтюбинга?

Рахманов Ж.Н.: Да, планируем освоить колтюбинговое бурение боковых стволов.

ВК: Колтюбинговое бурение – весьма сложная технология. Что нужно в первую очередь, чтобы ее освоить: теоретические знания или опытные кадры?

Акажанов Амир Жумабекович, главный специалист по КРС: И то и другое. У нас в компании имеются кадры очень высокой квалификации, которые приобрели опыт в других международных сервисных компаниях. У нас достаточно возможностей для приглашения их на работу. Но, конечно, пока у нас процентов на семьдесят – теоретические знания. Узнать больше о колтюбинговом бурении нам помогла 12-я Международная конференция «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы» и особенно предварявший ее учебный семинар, поспособствовавший обогащению именно практических знаний.

ВК: Вы получили исчерпывающую информацию?

Акажанов А.Ж.: Естественно. Мы получили то, за чем приехали.

ВК: Регламенты и планы проведения работ Вам предоставляет заказчик?

Нематов Фаруз Бахтиярович, старший мастер-технолог: С компанией «Лукойл» мы работаем по ее технологиям, в том числе это касается и колтюбинга. Заказчик предоставляет нам также планы работ.

ВК: Наш журнал в Вашей компании читают?

Нематов Ф.Б.: Постоянно читаем. Выписываем. Технические статьи о колтюбинговых технологиях очень помогают нам в работе.

ВК: Ощущаете ли Вы себя членом неформального «Клуба любителей колтюбинга»?

Нематов Ф.Б.: Конечно, ощущаем. Благодаря Вашему проекту.

ВК: Спасибо. И успехов!

Беседовала Ольга ЛИС, «Время колтюбинга»

CTT: Are you going to perform high-tech operations with a help of coiled tubing?

Zhamolidin Rakhmanov: Yes, we plan to master coiled tubing sidetracking.

CTT: Coiled tubing drilling – is a complicated technology. What is required first of all for its mastering: theoretical knowledge of experienced personnel?

Amir Akazhanov, chief specialist in well workover: Both. Our company has highly professional personnel, who achieved their experience in other international service companies. We have enough possibilities for their recruiting. But, of course, currently 70% of our knowledge is a theory. We learned more about coiled tubing drilling with a help of the 12th International Conference “Coiled tubing technologies and downhole operations”, especially preliminary workshop, which helped to improve our practical knowledge.

CTT: Have you received comprehensive information?

Amir Akazhanov: Certainly. We’ve got what we’ve come for.

CTT: Regulations and plans of operations, are they given by the customer?

Faruz Nematov, chief process engineer: We work with Lukoil Company by its technologies, including coiled tubing. The customer also provides us with plans of operations.

CTT: Do personnel of your company read our journal?

Faruz Nematov: We read it regularly. Subscribe. The technical articles about coiled tubing technologies are really helpful in our job.

CTT: Do you feel as a member of informal Coiled Tubing Club?

Faruz Nematov: Of course, we do. Thanks to your project.

CTT: Thank you. Good luck!

Olga LIS, Coiled Tubing Times

НАША СПРАВКА

Международная нефтесервисная группа ERIELL предоставляет услуги разведочного и эксплуатационного бурения, а также капитального ремонта скважин нефтегазовым компаниям в различных регионах мира. ERIELL специализируется на разведочном и эксплуатационном бурении нефтегазовых скважин, развивает направления по производству собственных буровых установок и обустройству месторождений.

OUR REFERENCE

ERIELL International Oil Service Group provides services of exploratory and operational drilling, as well as workover of wells for oil and gas companies in various regions of the world. ERIELL specializes in exploratory and operational drilling of gas and oil wells, develops production of its own drilling rigs and construction of surface facilities for wells.

ГАЗ МЕТАН ИЗ ЛЕДЯНОГО ДОМИКА. КОЛТЮБИНГ ГОТОВ ДОБЫВАТЬ ГАЗ ИЗ ГАЗОГИДРАТНОГО ПЛАСТА

GAS METHANE FROM ICE HOUSE. COILED TUBING IS READY TO EXTRACT GAS FROM GAS HYDRATED DEPOSITS

Итак, поначалу выясним: почему иногда газогидратные месторождения называют клатратными? И что такое клатрат? И причем здесь «ледяной домик»?

Газовые гидраты известны давно [1, 2]. Однако что же такое клатрат?

При некоторых соотношениях газа, воды и температуры создается решетчатая структура из льда (своеобразный «ледяной домик»), в котором в качестве «гостя» находится газ метан (первооткрыватели газогидратных месторождений на радостях романтически называли решетчатую структуру клатрата «ледяным домиком»); если еще более упростить, то можно клатрат уподобить «сотам для сбора и хранения меда», только пчелиные соты «сотканы» из воска, а здесь ячеистая решетка сложена из льда.

Громадный, еще не тронутый и практически неисчерпаемый ресурс, газогидратные залежи (как подземные, так и на дне Мирового океана), был обнаружен относительно недавно – во второй половине прошлого века. В мире уже известно 220 таких месторождений, прогнозные запасы которых в энергетическом эквиваленте более чем вдвое превышают все разведанные на планете запасы угля, нефти и газа, вместе взятые.

Наиболее «плодоносны» в этом отношении северные моря, такие как Баренцево и Охотское. Там количество метана в газогидратных залежах оценивается в 1000–1200 трлн кубометров. Но не обидела природа и Черное море: по оценке экспедиций Министерства геологии и Академии наук СССР, проходивших в 1988–1989 годах, на его дне скопилось до 100 трлн кубометров газа. Причем перед северными собратьями Черное море имеет неоценимое преимущество – оно теплое, а значит, и добывать газ здесь гораздо проще.

Структура газовых гидратов необычна: молекулы воды в них связаны между собой прочными водородными связями и образуют каркасы с

So, let's make clear for the beginning: why gas hydrated deposits sometimes are called clathrate. And what is clathrate? And what has an ice house to do with all this?

Gas hydrates are known for a long time [1, 2]. However, what is clathrate?

Some ratio of gas, water and temperature creates a lattice structure of ice (a singular ice house) with gas methane as a guest inside of it. Pioneers of gas hydrated deposits in their joy romantically named a lattice structure of clathrate an ice house). More simply clathrate can be likened to honeycomb for collecting and storing of honey, the honeycomb is made of wax and this porous lattice is made of ice.

Such enormous, untouched and practically inexhaustible resource, as gas hydrated deposits (as subterranean, so on the bottom of World Ocean) was discovered not long ago in the second half of the last century. – There are 220 such deposits known in the world, which expected reserves in energy equivalent exceed more than twice all explored reserves of coal, oil and gas taken together.

The most prolific in this sense are the Northern seas, such as the Barents Sea and the Sea of Okhotsk. The quantity of methane in the gas hydrates deposited there is estimated at 1000–1200 trillions of cubic meters. But the Black Sea is endowed with these resources too: the expeditions of Ministry of Geology and Academy of Sciences of the USSR organized in 1988–1989 estimated gas accumulated on its bottom at 100 trillions of cubic meters. Meanwhile the Black Sea compared with its Northern mate has a very important advantage – it's warm, it means that production of gas is much easier there.

The structure of gas hydrates is unusual: molecules of water inside of it are interconnected with solid hydrogen links and make frameworks with vast cavities reminding single ice houses inhabited with

обширными полостями, напоминая своеобразные ледяные домики, внутри которых «гостят» молекулы различных газов – метана, азота и других.

Газогидраты – это аморфная льдоподобная масса, в которой молекула газа притягивает к себе молекулы воды, кислорода и водорода. Связь получается очень прочная, и в отличие ото льда, который тает при нуле градусов Цельсия, при нормальном атмосферном давлении газогидраты не распадаются при температурах до двухсот градусов выше нуля по Цельсию.

В среднем в одном кубометре гидрата содержится столько замороженного метана, что в газообразном состоянии он занимал бы объем от 100 до 160 кубометров. Обычно газогидратные залежи располагаются в придонных шельфовых отложениях на глубине 400–500 метров, а в различных морях эти запасы имеют различные агрегатные состояния, плотность, место расположения и глубину залегания.

Пока газ из газогидратов на планете добывают только в двух местах – в Западной Сибири и на Аляске [3]. Но это подземные, а не подводные месторождения, да и технологии добычи оказались затратными. Так, на Мессояховском месторождении в Сибири лишнюю энергию приходится тратить на то, чтобы понизить давление в пробуренной скважине – только в этом случае гидраты начинают плавиться и отдавать содержащийся в них газ. Дополнительная энергия необходима и для закачки полученного газа в трубу. Это все увеличивает себестоимость газогидратного метана по сравнению с традиционными технологиями газодобычи. Однако в этом конкретном случае большие затраты на добычу топлива экономически оправданы, и Мессояховское месторождение уже три десятка лет

There are 220 such deposits known in the world, which expected reserves in energy equivalent exceed more than twice all explored reserves of coal, oil and gas taken together.

обеспечивает газом Норильск и его многочисленные промышленные предприятия. Не тянуть же сюда газопровод через сотни километров тайги и вечной мерзлоты, когда доставка топлива с «материка» будет гораздо дороже своего, извлекаемого из подземных газогидратов.

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ДОБЫЧИ МЕТАНОВОГО ГАЗА СО ДНА МОРЯ С ПОМОЩЬЮ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ

1. Технические средства
 - 1.1. Крановое судно грузоподъемностью 300 т.
 - 1.2. Колтюбинговая установка с гибкой трубой диаметром 25,4 мм или 37 мм и длиной, достигающей до поверхности газогидратного пласта (СЗАО «Фидмаш»).

molecules of various gases methane, nitrogen etc. as “guests”.

Gas hydrates – is amorphous ice-like mass, in which molecule of gas attracts molecules of water, oxygen and hydrogen. The link is quite strong and in difference from ice which thaws at zero degrees Celsius at normal atmospheric pressure the gas hydrates do not disintegrate at temperatures below 200 degrees above zero Celsius.

At the average, one cubic meter of hydrate contains such quantity of frozen methane that in gaseous state it would occupy a volume from 100 to 160 cubic meters. As a rule gas hydrated deposits are placed in the near-

Уже известно 220 газогидратных месторождений, прогнозные запасы которых в энергетическом эквиваленте более чем вдвое превышают все разведанные на планете запасы угля, нефти и газа, вместе взятые.

bottom sediments at the depth 400–500 meters, while in different seas these deposits have different states of aggregation, density, location and depth of bedding.

For the present gas from gas hydrates is produced only in two places on the planet - Western Siberia and Alaska [3]. But these deposits are subterranean, not underwater, besides their production technology turned out unprofitable. So, at Messoyahovskoe deposit in Siberia extra energy has to be wasted in order to decrease pressure in the drilled well – only after that the hydrates start to melt and release gas containing inside. Additional energy is required also for pumping of the received gas into the tube, All this increases cost price of gas hydrated methane comparatively to

the traditional technologies of gas extraction. Nevertheless, in this specific case the high costs of fuel production are justified economically and Messoyahovskoe deposit has been providing gas to Norilsk and its numerous industrial enterprises for three decades already. There is

no way to bring gas pipeline there through hundreds of kilometers of taiga and permafrost, when fuel delivered from the main land will be much expensive than its own produced from the subterranean gas hydrates.

FUNCTIONAL DIAGRAM OF METHANE GAS EXTRACTION FROM THE BOTTOM OF THE SEA WITH A HELP OF COILED TUBING UNIT

1. Technical facilities
 - 1.1. Crane ship with capacity of 300 tons.
 - 1.2. Coiled tubing unit with flexible tube with diameter 25,4 mm or 37 mm and length achieving gas hydrated layer. (NOV Fidmash)
 - 1.3. Drilling unit for sea well drilling – totally 6 wells

- 1.3. Буровая установка для бурения морских скважин в количестве 6 скважин (4 скважины – добывающие, 2 скважины – нагнетательные) глубиной 1500–2000 м долотами 25 и 37 мм [3].
- 1.4. Мобильный насосный агрегат с давлением до 70–100 МПа.
- 1.5. Мобильная парогенераторная установка с выходом сухого пара производительностью 300 м³/с и давлением до 20 МПа.
- 1.6. Газотрубная установка мощностью 6 МВт.
- 1.7. Теплосиловая установка для выработки энергии за счет термобарической разности морской воды и температур на глубине моря и на его поверхности.
- 1.8. Опреснитель конструкции (Академия холода в Одессе).
- 1.9. Устьевое оборудование скважин, запорная арматура, отсекающий давление, скважинные пакеры (при необходимости) дополняются по месту внедрения принципиальной технологической схемы для добычи метанового газа из морской скважины (рисунок 1)
- 1.10. Желательно использовать вертолет для оперативной связи с береговой базой.
2. Определить глубину местонахождения клатрата (ледяного домика), используя глубинные приборы.
3. Зная глубину местонахождения клатрата, рассчитать объем нагнетаемого сухого пара с температурой до 150–160 °С, необходимый для разрушения клатрата.
4. После выхода газа, наблюдая за устьевым манометром (желательно, чтобы этот манометр регистрировал свои показания, чтобы не упустить начала резкого повышения давления, которое может оказаться началом взрывного состояния в скважине). Отметим, что американские специалисты предполагают, что локальный взрыв, произошедший в результате расплавления клатрата, способен вызывать время от времени в газогидратном пласте взрывное состояние, наблюдаемое иной раз в Бермудском треугольнике, в котором на момент катастрофы в никуда загадочно уходят корабли и самолеты.
5. Приемная задвижка реагирующего ствола должна быть открытой, чтобы разгрузить давление – внезапное резкое повышение давления в добывающих скважинах.
6. Оптимизировать работу штурманского хозяйства, отобрать для анализа (фракционного состава газа) резиновую подушку с газом и на аппарате ОРСа определить фракционный состав.
7. Установить мониторинг за ежедневной работой добывающих скважин с регистрацией давления на устье, количества добываемого газа, состояния устьевое оборудования.
8. Желательно на стадии пробной эксплуатации скважин не проводить в добывающих

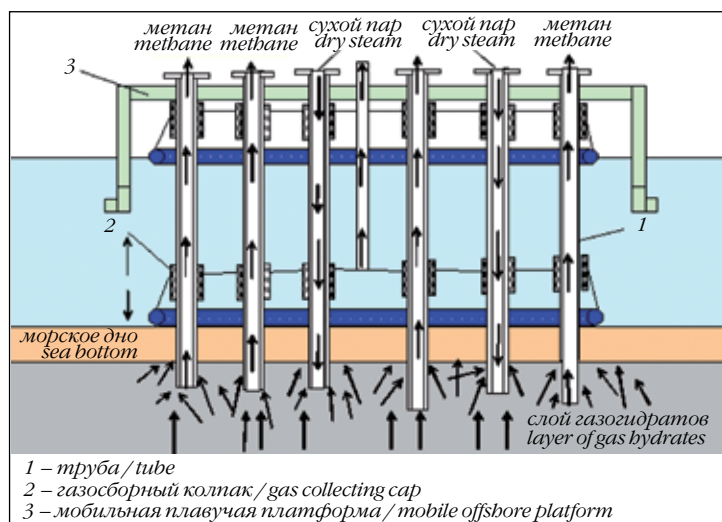


Рисунок 1– Схема добычи газогидратов
Figure 1 – Diagram of gas hydrates production

(4 wells for production, 2 injection wells) with depth 1500–2000 meters with chisels 25 and 37 mm. [3].

- 1.4. Mobile pumping unit with pressure up to 70–100 МПа.
- 1.5. Mobile steam unit with release of dry steam and productivity 300 м³/с and pressure up to 20 МПа.
- 1.6. Gas-pipe unit with capacity 6 megawatt.
- 1.7. Thermal power plant for generation of energy at the expense of thermobaric difference of sea water and temperatures in the depth of the sea and on its surface.
- 1.8. Water distiller of the facility (Academy of Cold in Odessa)
- 1.9. Wellhead equipment, valving, pressure shut-down, downhole packers (if necessary) can be added where the functional diagram for methane gas extraction from the sea well is implemented (p.3)
- 1.10. Preferable use helicopter for efficient communication with shore base.
2. Determine depth of clathrate deposit (ice house) using deep-sea equipment.
3. Knowing depth of the clathrate deposit, calculate volume of injected dry steam with temperature up to 150–160 °С, required for destruction of clathrate.
4. After release of gas, keep observing wellhead pressure gauge (it's preferable that this pressure gauge would register its readout, in order to prevent the beginning of drastic growth of pressure, which can be the beginning explosive situation in the well). Let's notice that the American specialists suppose that the local explosion caused by clathrate melting from time to time can create in the clathrate layer an explosive situation, sometimes observed in the Bermuda triangle where in the moment of disaster magically disappear ships and planes.
5. Reception valve of the reacting hole must be open

скважинах интенсифицирующих работ, кроме штуцирования, чтобы избежать непредвиденных осложнений.

9. Объемным методом по данным работы добывающих скважин определить локальные запасы метанового газа на конкретной площади.
10. При наличии в добываемом газе вредных примесей (сероводорода и углекислоты) использовать ингибиторы коррозии.

ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ СКВАЖИННЫХ РАБОТ

1. Методом тщательного контроля определяется состояние устьевого оборудования скважин, пробуренных в море, с точки зрения надежности герметизирующих узлов при резком повышении давления после расплава (разрушение клатрата).
2. Для плавного запуска всех пробуренных скважин устанавливается устьевой штыцер диаметром 10 мм, который после выхода газа можно плавно увеличить до диаметра 12–15–18–20–22–25 мм – вплоть до штыцевого корпуса с диаметром 24 или 34 мм. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Бугай, Ю. Н. Балакиров, Ю. А. Газогидратные месторождения / Ю. Н. Бугай, Ю. А. Балакиров. – Гарант-Сервис. Киев, 2001. – 170 с.
2. Егер, Д. А. Проблемы добычи метана из морских газогидратных месторождений. / Д. А. Егер [и др.]. Гарант-Сервис. Киев, 2007. – 358 с.
3. Бердичевская, М., Смирнов, Л. Море топлива. / М. Бердичевская, Л. Смирнов // Эксперт. – 2007. – №19. С. 49–53.

in order to relieve pressure – drastic growth of pressure in the producing well.

6. Optimize work of choke system, sample for analysis (of gas fractional composition) rubber pillow with gas and determine gas composition with Orsa device.
7. Provide monitoring of daily operation of producing wells with registration wellhead pressure, quantity of produced gas, state of the wellhead equipment.
8. On the stage of test operation it's desirable to avoid intensifying activities on the producing wells except for choke restriction, in order to evade unexpected complications.
9. Determine local reserves of methane gas on a certain area using volumetric method applied to the operational records of the producing wells.
10. If there are harmful impurities (hydrogen sulfide and carbonic acid) in gas, use corrosion inhibitors.

ORDER OF BOREHOLE OPERATIONS

1. Method of thorough control can determine state of the wellhead equipment for the wells drilled in the sea, from the safety point of view of the sealing units at the drastic pressure increase after melting (clathrate destruction).
2. The smooth starting of all drilled producing and relief wells requires installation of the wellhead choke with diameter 10mm which can be slowly increased after gas release up to the diameter 12–15–18–20–22–25 mm – up to the choke body with diameter 24 or 34 mm. ☉

КНИЖНАЯ ПОЛКА

В издательстве ВНИИОЭНГ вышла книга Б.М. Курочкина «Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин».

В работе рассмотрены актуальные проблемы проведения наклонно-направленных и горизонтальных скважин в осложненных условиях. При подготовке книги были использованы материалы, собранные в процессе длительного времени работы на производстве и в ВНИИБТ. Приводятся результаты ликвидации осложнений на месторождениях в разных районах Российской Федерации и других стран СНГ. Описаны технологии ликвидации поглощений самой разной интенсивности с применением новых тампонажных растворов (в том числе водонефтенабухающих материалов), технологии предупреждения прихватов бурильного инструмента. Особое внимание уделено разработке технологий и новых тампонажных составов для проведения работ в горизонтальных скважинах.

Отдельные главы посвящены исследовательским работам в осложненных скважинах. Книга предназначена для специалистов нефтегазовой отрасли, инженерно-технических работников и аспирантов вузов нефтегазового профиля.

МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов - 2012

19-24 марта 2012 года, г. Сочи



ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- строительство промысловых и магистральных трубопроводов;
- техника и технология ГНБ;
- трубы, трубопроводная и запорная арматура;
- инновационные технологии мониторинга технического состояния трубопроводных систем;
- оборудование насосных и компрессорных станций;
- строительство и эксплуатация нефтегазохранилищ, резервуарное оборудование;
- борьба с коррозией, предупреждение и ликвидация АСПО;

- современные технологии, материалы и реагенты в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- физико-химические методы регулирования структурно-реологических свойств нефтей;
- автоматизация инфраструктур, КИП, ИТ-технологии;
- обслуживание и охрана трубопроводов, обеспечение промышленной, пожарной и экологической безопасности;
- ликвидация аварийных разливов нефти;
- сервисные работы в процессах строительства и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов.

ОРГАНИЗАТОР:



ООО "Научно-производственная фирма "Нитро"
WWW.OILGASCONFERENCE.RU

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

21-26 мая 2012 года, г. Геленджик, с. Кабардинка



ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- гидроразрыв пласта;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабосцементированных коллекторов;

- ликвидация осложнений при бурении скважин;
- резка вторых стволов;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин;
- применение колтюбинговых технологий;
- внутрискважинный инструмент и технологическое оборудование;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

ОРГАНИЗАТОР:



ООО "Научно-производственная фирма "Нитро"
WWW.OILGASCONFERENCE.RU



Строительство и ремонт скважин - 2012

24-29 сентября 2012 года, г. Анапа



ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола скважин, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС зарезкой боковых стволов;
- буровые установки и установки КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;

- цементирование скважин: технологии оборудование и материалы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- ремонтно-изоляционные работы;
- трубы нефтяного сортамента и резьбовые соединения, изоляция;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность.

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

ОРГАНИЗАТОРЫ:



WWW.NGV.RU



ООО "Научно-производственная фирма "Нитро"
WWW.OILGASCONFERENCE.RU



По вопросам участия обращайтесь:

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

e-mail: info@oilgasconference.ru

www.oilgasconference.ru

КОЛТЮБИНГОВОЕ БУРЕНИЕ COILED TUBING DRILLING

Предлагаем вниманию наших читателей первый выпуск заочного «Семинара ВК». Мы открываем лекторий весьма актуальной темой: «Колтюбинговое бурение». Материал подготовлен на основе презентации, озвученной в процессе учебного семинара, предварявшего 12-ю Международную научно-практическую конференцию «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», одним из организаторов которой неизменно является «Время колтюбинга». Форма подачи материала представляет собой слайды презентации, сопровождающиеся комментариями автора.

Автор лекции – член редакционного совета проекта «Время колтюбинга»

С.А. ЗАГРАНИЧНЫЙ.

We offer our readers the first issue of Coiled Tubing Times distance seminar. We start with a very important topic: coiled tubing drilling. The seminar materials are based on the presentation made during the training workshop that preceded the 12th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference. Coiled Tubing Times is one of the permanent organizers of the abovementioned conference. The information is delivered in the form of Power Point presentation slides with the author's comments.

The author of the lecture is S.A. ZAGRANICHNY, Member of the Editorial Board of the Coiled Tubing Times Project.

Станислав Александрович Заграничный родился 19 ноября 1975 г. в Алма-Ате, Казахстан. В 1992 году поступил в Казахский государственный университет на факультет международных экономических отношений. В 1997 году начал работать специалистом в японском агентстве по международному сотрудничеству в Алматы. В 1998 году перешел на работу в компанию Hurricane Kumkol Munai (ПетроКазахстан Инк.) в Кызыл-Орде специалистом отдела логистики. В начале 1999 года перешел в компанию ОАО «АлауТрансГаз» ведущим специалистом в отдел маркетинга. В конце 1999 года был принят инженером-стажером в компанию Schlumberger Logelco Ltd. в отдел ГНКТ в Аксае, Казахстан. Работал полевым инженером на Карачаганакском и Тенгизском месторождениях. В 2001 году был направлен в должности старшего полевого инженера в Порт-Харкерт, Нигерия. После возвращения в Казахстан в 2004 году работал главным инженером по ГНКТ в Актюбинске. В 2005 году был назначен на должность старшего инженера отдела реализации услуг ГНКТ по Российской Федерации в Москве. С 2006 года – главный технический инженер ГНКТ по Российской Федерации. В 2008 году переведен на должность руководителя отдела маркетинга компании Schlumberger Vostok Ltd. по Восточной Сибири и Дальнему Востоку. В 2009 году перешел в компанию Trican Well Service LLC на должность технического инженера – эксперта по ГНКТ. В настоящее время работает на Ванкорском месторождении в Красноярском крае. По различным вопросам технологий ГНКТ опубликовал более 10 технических статей в РФ и за рубежом. В компании Schlumberger проводил специализированные семинары по технологиям ГНКТ для российских нефтегазовых компаний.



S.A. Zagranichny was born in Almaty, Kazakhstan, on November 19, 1975. He entered the Department of Economic Relations of Kazakh State University in 1992. In 1997 Mr. Zagranichny was employed by the Japanese Agency on International Cooperation in Almaty. He became a logistics specialist at Hurricane Kumkol Munai (PetroKazakhstan Inc.), Kzyl-Orda in 1998. In late 1999 he arrived at Aksai, Kazakhstan, to undergo training as an engineer in the CT department of Schlumberger Logelco Ltd. He used to work as a FE at Karaganchak and Tengiz fields. In 2001, he was sent as the principal field engineer to Port Harcourt, Nigeria. After returning to Kazakhstan in 2004 Zagranichny was the principal CT engineer in Aktubinsk. In 2005 he was appointed the chief engineer of the department of CT service for Russia in Moscow. In 2006 he became the chief technical engineer of this department. In 2008 he was appointed the head of Eastern Siberia and Far East marketing department of Schlumberger Vostok Ltd. In 2009 he changed his working place for Trican Well Service LLC, where he held position of technical engineer and CT expert. He is working at Vankoski field, Krasnoyarsk Krai at the moment. Mr. Zagranichny has published over 10 technical articles on CT technologies in the Russia Federation and abroad. While working for Schlumberger he used to organize seminars on CT technologies for Russian O&G companies.

слайд 1

Бурение с ГНКТ. Основы подхода к технической реализации

эффективности без необходимости проведения полевых испытаний и без сбоев. Поскольку в настоящее время в работах с применением гибких НКТ продолжает наблюдаться расширение технических возможностей, дальнейшее развитие метода не вызывает сомнений, в особенности в том, что касается накопления знаний для технического и коммерческого обоснования услуги в новых областях и появления дополнительных, производных сфер ее применения.

Бурение на гибких НКТ представляет собой отдельную нишу на рынке услуг. Для предполагаемого применения этой технологии требуется всесторонняя оценка, готовность оператора и поставщика (поставщиков) услуг предоставить соответствующие ресурсы, а также четкое понимание необходимости мириться с постепенным ростом показателей по мере обучения персонала в процессе работы. Очевидное преимущество этой технологии для заказчика состоит в возможности оценки ее потенциальной

слайд 2

Зачем бурить с ГНКТ?

ФИНАНСЫ

- НКТ из скважины не извлекается;
- быстрота СПО за счет непрерывной трубы;
- меньшие мобилизационные затраты;
- повышение добычи существующих скважин не связано с уплотнением сетки бурения и с модернизацией инфраструктуры.



БЕЗОПАСНОСТЬ И ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА

- лучший контроль за скважиной;
- рабочий персонал удален от скважины;
- меньшие размеры площадки, шум и высота.

КОЛЛЕКТОР: УВЕЛИЧЕНИЕ ИЗВЛЕКАЕМОСТИ ЗАПАСОВ

- снижение повреждения пласта при бурении на депрессии;
- снижение воздействия на породу скачкообразным давлением.

ПРОИЗВОДСТВО

- быстрая мобилизация;
- увеличение скорости бурения;
- меньшее количество персонала;
- быстрая кабельная телеметрия и лучший контроль за траекторией.

Рассматривая бурение на ГНКТ, представляется важным сделать оценку показателей к его применению, проверенных в ходе уже выполненных и ведущихся в настоящее время работ. Вероятность технического и коммерческого успеха того или иного проекта по применению бурения на ГНКТ существует в случае, если есть возможность обоснованного выявления хотя бы одного из перечисленных ниже показателей. Особое внимание, на наш взгляд, стоит уделить следующим показателям:

1. Возможность бурения без подъема НКТ. Конструкция скважины должна предусматривать наличие НКТ диаметром 3-1/2 дюйма или большего диаметра, обсадная колонна и НКТ находятся в хорошем состоянии.
2. Очевидная необходимость бурения на депрессии вследствие проблем повреждения пласта и/или пониженного давления коллектора (к примеру, когда при бурении имеет место интенсивный дифференциальный прихват, сильное неустраняемое поглощение или другие затруднения, препятствующие достижению проектной глубины объекта).
3. Упрощение условий бурения (т.е. высокая скорость проходки) в сочетании с необходимостью производительного бурения вертикальных скважин на уже разрабатываемом месторождении с диаметром ствола (приблизительно) 6-3/4 дюйма на глубину до 1000 м включительно. Экономия времени и снижение издержек при БКТ в таких случаях становится особенно заметной по мере возрастания показателей скорости проходки до значений свыше 45 м в час. Быстрота бурения обеспечивается за счет исключения непроизводительного времени, которое при использовании обычного инструмента тратится на наращивание.
4. Особые случаи применения в условиях повышенных требований к безопасности и охране окружающей среды, в особенности в условиях ограниченного рабочего пространства. Такое показание к применению БКТ может присутствовать как при береговых, так и при морских работах.

слайд 3

Области применения бурения с ГНКТ

- Горизонтальное бурение:
 - возможности бурения боковых стволов без текущих ограничений;
 - возможность многоствольного бурения.
- Бурение новых скважин:
 - эффективность бурения неглубоких скважин;
 - улучшенная модульная конструкция для поставленных целей;
 - наличие буровых станков – текущее количество буровых недостаточно для выполнения планов по бурению.
- Глубокие скважины:
 - ограничения по возможностям существующих буровых.
- Бурение на депрессии:
 - отсутствие кольматации пласта (нулевой скин-фактор);
 - увеличенная скорость проходки.

Чтобы оценить потребность в бурении с ГНКТ в том или ином случае, а также возможность его использования, необходимо проанализировать его потенциальные преимущества и недостатки с точки зрения безопасности и объема затрат. Установки по бурению с ГНКТ, обладающие большей мобильностью и скоростью проходки на скважинах, где требуется либо бурение горизонтальных основных и боковых стволов, либо углубление существующих скважин без поднятия НКТ, безусловно, обладают важным преимуществом перед обычными буровыми установками. Во время периода экономического бума в нефтегазовой индустрии может наблюдаться ситуация, когда существующих мощностей буровых установок просто не хватает для выполнения производственной программы по бурению (как сейчас наблюдается в Северной Америке). Также сюда можно добавить ситуации, когда возможности имеющихся в наличии буровых установок не позволяют выполнить бурение по заданной программе – большой угол отхода набора кривизны, глубина проходки и т.д. Установки по бурению с ГНКТ будут задействованы в таких случаях. Но, несомненно, одним из самых популярных факторов применения бурения с ГНКТ является возможность бурения на депрессии (БД). Основным фактором успеха бурения на депрессии стало снижение масштабов повреждения пласта при бурении и, как следствие, последующая более высокая продуктивность скважины и сокращение затрат на вызов притока после бурения. Само собой разумеется, возможность реализации этих потенциальных преимуществ в значительной степени зависит от особенностей конкретного пробуриваемого коллектора.

slide 1

Coiled tubing drilling Fundamentals of technical implementation

we can observe the expansion of technological capabilities in the sphere of CTD. That is why there is no doubt that this technology will continue to develop, especially when it comes to knowledge accumulation for technical and commercial feasibility of this service in new areas and appearance of derivative areas of this technology application.

Coiled tubing drilling (CTD) is a separate segment of the service market. Among the prerequisites for the CTD application are the following ones: comprehensive assessment, readiness of an operator and service provider to allocate relative resources, as well as clear understanding of the necessity to accept gradual growth of indicators as far as the personnel get more trained during the work. The technology's obvious advantage for the client is the possibility to assess the technology's potential efficiency without field tests and without failures. Currently

slide 2

Why CTD?

FINANCE

- No necessity to retrieve production string out of the well
- Faster tripping due to continuous tubes
- Lower mobilization costs
- Increase of the existent wells' production is not attributed to infill drilling and infrastructure modernization



HSE

- Better control over a well
- Operating personnel are located at certain distance from the well
- Smaller site dimensions, lower noise and height

RESERVOIR: HIGHER RECOVERY FACTOR

- Less damage to reservoir during underbalanced drilling
- Reduction of the jump-like pressure's impact on the rock

PRODUCTION

- Fast mobilization
- Increased drilling rate fewer workers required
- Quick wireline telemetry and better control over the trajectory

Considering CTD it is important to assess indications for its usage tested during already performed works or the works currently being performed. There is a possibility of technical or commercial success of this or that CTD project if there is at least one of the below listed indications. We believe that special attention should be paid to the following indications:

1. Possibility of drilling without retrieval of the production tubing. The well shall have a production string with the diameter of 3-1/2 inch or more; casing and production string should be in a very good condition.
2. Flagrant necessity of underbalanced drilling due to reservoir damage or low formation pressure (for example, when we experience intensive differential sticking, strong non-recoverable loss of circulation or other troubles preventing from drilling to the target depth).
3. Simplification of drilling conditions (i.e. high rate of penetration) combined with the necessity of productive drilling of productive wells with the wellbore diameter of 6-3/4 inches to the depth of up to and including 1000 meters on the already producing field. Time savings and cost reduction during CTD in such cases become especially noticeable when rate of penetration becomes more than 45 meters per hour. Drilling fastness is ensured due to reduction of the non-productive time that is usually spent for drill-pipe connection when using conventional tools.
4. Special cases of CTD application – higher HSE requirements, especially under the conditions of restricted working space. This indication for CTD use is characteristic of both inshore and offshore works.

slide 3

Spheres of CTD application

- Horizontal drilling
 - possibility for sidetracking without current restrictions
 - possibility for multi-hole drilling
- Drilling of new wells
 - effective drilling of short boreholes
 - better modular design for the performance of the targets set
 - availability of drilling rigs – current number of drilling rigs is insufficient to fulfill drilling plans
- Deep wells
 - restricted capacities of the current drilling rigs
- Underbalanced drilling
 - no colmatation of the formation (zero skin factor)
 - increased penetration rate

In order to assess the necessity in CTD in each specific case, as well as the possibility of CTD application, it is necessary to analyze CTD's potential advantages and disadvantages from the safety and cost point of view. CTD units having better mobility and higher drilling rates at the wells, which require drilling horizontal wellbores or sidetracks or borehole deepening without retrieval of the production tubing, of course have an advantage over conventional drilling rigs.

During economic boom oil and gas industry may face an issue of insufficient drilling capacity to perform drilling program (this is currently the case in North America). It also includes situations when the capacity of the existent drilling rigs does not allow drilling according to the preplanned program – extended reach drilling, deep drilling, etc. In such cases coiled tubing drilling units can be used.

But without doubt one of the most popular CTD usages is underbalanced drilling. One of the main benefits of the underbalanced drilling is reduction of damage to the formation and, consequently, higher well productivity in the future and reduction of well stimulation costs after drilling. Of course the possibility to utilize these potential benefits of CTD highly depends on the characteristics of each specific formation.

слайд 4 Бурение на репрессии или депрессии

- Параметры выбора метода бурения на депрессии:
 - бурение на репрессии невозможно;
 - использование бурения на депрессии снижает удельные издержки на добычу текучих сред из скважины на протяжении срока ее эксплуатации.
- Преимущества и недостатки:
 - + снижение издержек на буровой раствор;
 - + повышенная скорость проходки;
 - + добыча при бурении;
 - требования к наземному оборудованию;
 - устойчивость ствола;
 - техническая сложность (регулирование забойных условий);
 - сложность ведения работ (работа на скважине под давлением).

Если обычное бурение на репрессии считается базовым случаем, то при анализе возможности применения БД должны существовать причины для выбора именно этого способа. Основных причин две:

1. Бурение на репрессии невозможно (например, прогнозируется неконтролируемое поглощение бурового раствора).
 2. Использование БД снижает удельные издержки на добычу текучих сред из скважины на протяжении срока ее эксплуатации.
- Необходимо также учитывать потенциальные преимущества и недостатки БД с точки зрения издержек и риска при ведении работ.

+ Снижение издержек на буровой раствор.

Раствор для БД в большинстве случаев проще и дешевле, чем обычные буровые растворы. Однако в зависимости от метода, используемого для достижения депрессии, деньги, сэкономленные на растворе, иногда приходится потратить на дополнительное оборудование и материалы.

+ Повышенная скорость проходки.

На примере бурения скважин с использованием БД была показана значительно более высокая скорость проходки, чем при бурении обычным способом.

В некоторых случаях полученная таким образом экономия времени может существенно повлиять на общие издержки.

+ Добыча при бурении.

Возможность получения добычи в процессе бурения в некоторых случаях также относят к достоинствам БД.

- Требования к наземному оборудованию.

В соответствии с обычно предъявляемыми требованиями для закрытой циркуляции при выходе из скважины многофазного раствора требуется значительное количество дополнительного оборудования. Это сильно отражается на затратах и требованиях к материально-техническому обеспечению, что может оказаться одним из основных факторов против БД при выборе способа бурения.

- Устойчивость ствола.

При первоначальном выполнении БД в определенном пласте одним из неизвестных факторов является устойчивость ствола.

- Техническая сложность (регулирование забойных условий). Важным условием максимальной реализации преимуществ данного метода является поддержание необходимых условий для бурения на депрессии в течение всего процесса бурения. В зависимости от метода достижения депрессии на величину забойного давления влияют несколько параметров, которые может быть трудно или вообще невозможно напрямую регулировать с поверхности.

- Сложность ведения работ (работа на скважине под давлением).

По сравнению с бурением с положительным перепадом давления БД связано с дополнительным риском, так как наземное оборудование находится под давлением со стороны потенциально опасных текучих сред. Для надлежащего снижения этого риска требуется проведение тщательного анализа.

слайд 5 Техническая осуществимость

- Основные критерии, которые необходимо учитывать на предварительных этапах подготовки ТЭО использования бурения с ГНКТ:
 - устойчивость ствола скважины;
 - скорость потока в затрубье;
 - давление;
 - силы трения, действующие на КНБК, и нагрузка на долото;
 - растягивающее напряжение;
 - крутящий момент;
 - срок эксплуатации гибких НКТ.

Несмотря на то, что благодаря колоссальному совершенствованию услуг БКТ сфера его применения значительно расширилась, ограничения в его применении по-прежнему существуют. Это особенно относится к бурению, в котором доля оборудования на колтюбинге по сравнению с обычной буровой установкой очень мала. Чтобы убедиться в том, что с помощью гибких НКТ можно выполнить поставленные задачи по бурению, требуется проведение тщательного анализа. Основными критериями, которые необходимо учитывать на предварительных этапах подготовки технико-экономического обоснования использования БКТ, являются:

- устойчивость ствола скважины;
- скорость потока в затрубье;
- давление;
- силы трения при изгибе, действующие на КНБК, и нагрузка на долото;
- растягивающее напряжение;
- крутящий момент;
- срок эксплуатации гибких НКТ.

слайд 6 Устойчивость ствола скважины

Оценка соответствия пластовых условий возможности бурения на депрессии с ГНКТ:

- ЭТАП 1. Определение геомеханической модели пласта:
 - определение наиболее стабильного азимута и угла отклонения ствола скважины при бурении на депрессии путем построения геомеханической модели, а также оценки режима и направления основных напряжений и параметров бурения.
- ЭТАП 2. Выбор скважины-кандидата:
 - построение модели устойчивости пласта при бурении скважины на депрессии и заключение – прогноз по стабильности выбранной траектории.

Прежде чем делать какие-либо выводы в отношении начала проекта, необходимо понять, позволяют ли пластовые условия выполнить бурение с помощью гибких НКТ. Первое, что необходимо изучить – это геомеханическая модель пласта. На этом этапе ставятся следующие основные задачи:

- определение наиболее стабильного азимута и угла отклонения ствола скважины при бурении на депрессии путем построения геомеханической модели, а также оценки режима и направления основных напряжений;
- оптимизация диапазона плотности бурового раствора с целью минимизации неустойчивости ствола скважины, предотвращения выбросов и минимизации потерь циркуляции путем определения удельного веса бурового раствора, необходимого для обеспечения стабильности ствола скважины и контроля эквивалентной плотностью циркулирующего и статического бурового раствора (ECD, ESD) во избежание затяжки бурового инструмента и прихвата долота/труб при обрушениях и недостаточной очистке скважины;

slide 4

Overbalanced or underbalanced drilling

- Underbalanced drilling used when:
 - overbalanced drilling is impossible
 - underbalanced drilling allows reducing the unit cost of producing fluid from a well throughout its life cycle.
- Pros and cons:
 - + Reduction of drilling mud expenditures
 - + Higher penetration rates
 - + Production whilst drilling
 - Surface equipment requirements
 - Wellbore stability
 - Technical complexity (regulation of bottomhole conditions)
 - Complexity of operations (operations on a well under pressure)

While overbalanced drilling is considered to be a basic case, when analyzing the possibility for underbalanced drilling you need to take into account the rationale for using exactly the underbalanced drilling. There are two main reasons for opting for the underbalanced drilling:

Overbalanced drilling is impossible (e.g. you forecast uncontrollable loss of drilling mud circulation).

Use of underbalanced drilling will allow reducing unit cost of producing fluid from a well throughout its life cycle.

It is also necessary to bear in mind potential advantages and disadvantages of underbalanced drilling in terms of costs and operational risks:

+ Reduction of drilling mud expenditures

In the majority of cases drilling mud for the underbalanced drilling is simpler and cheaper than that for the conventional drilling. However, depending on the method of achieving the underbalance, sometimes you have to spend the savings from the drilling mud on additional equipment and materials.

+ Higher penetration rates

Underbalanced drilling shows considerably higher penetration rates than that

of conventional drilling. In some cases time savings from higher penetration rates can remarkably affect the total costs.

+ Production whilst drilling

The possibility for the production to continue whilst drilling can also be considered as an advantage of the underbalanced drilling.

- Surface equipment requirements

According to normal requirements, closed circulation of the multi-phase drilling fluid requires substantial quantity of additional equipment.

This markedly affects the costs and logistics support requirements and can be a one of the main negative factors against underbalanced drilling when selecting the drilling method.

- Wellbore stability

During initial underbalanced drilling in a certain formation, wellbore stability is one of the unknown factors.

- Technical complexity (regulation of bottomhole conditions)

One of the main requirements for maximum utilization of this drilling method's advantages is the maintenance of the necessary conditions for the underbalanced drilling throughout the whole drilling process. Depending on the method of achieving the underbalanced operation, the bottomhole engine is affected by several parameters that may be hard or impossible to directly regulate from the surface.

- Complexity of operations (operations on a well under pressure)

Compared to the overbalanced drilling, underbalanced operation is associated with the additional risk, since the surface equipment is under the pressure from potentially dangerous fluids. It is necessary to conduct a thorough analysis in order to duly reduce this risk.

slide 5

Technical feasibility

- The main criteria to be taken into account at the preliminary stages of coiled tubing drilling feasibility study preparation are as follows:
 - Wellbore stability
 - Rate of flow in the annular space
 - Pressure
 - Friction forces acting on the BHA, and weight on bit
 - Tensile stress
 - Torque moment
 - Operating life of a coiled tube

Despite the fact that owing to great improvement of the CTD services the sphere of CTD application has considerably expanded, there are still certain restrictions on the use of CTD. This particularly relates to the drilling operations in which the share of the coiled tubing equipment compared to conventional drilling rig is very small. To make sure that one is able to perform the planned drilling tasks with the use of coiled tubing, one has to conduct a thorough analysis. The following main criteria are to be taken into account at the preliminary stage of CTD feasibility study preparation:

- wellbore stability
- rate of flow in the annular space
- pressure
- friction forces during bending acting on the BHA and weight on bit
- Tensile stress
- Torque moment
- Operating life of a coiled tube

slide 6

Wellbore stability

Assessment whether reservoir conditions correspond to the possibility for underbalanced coiled tubing drilling

- STAGE 1: definition of the geomechanical model of the reservoir
 - Identification of the most stable borehole's azimuth and inclination for the underbalanced drilling by geomechanical modeling as well as by assessment of the main drilling stresses and parameters
- STAGE 2: Selection of the candidate well
 - Building reservoir stability model in case of underbalanced drilling and forecasting the stability of the selected trajectory

Before drawing any conclusions concerning the launch of the project it is necessary to understand whether the reservoir conditions allow for coiled tubing drilling. Firstly, it is necessary to study reservoir's geomechanical model. The following main tasks shall be completed at this stage:

- identification of the most stable wellbore azimuth and inclination angle for the underbalanced drilling by building a geomechanical model and assessment of the main drilling stresses;
- optimization of the drilling mud density range in order to minimize wellbore instability, prevent blowout and minimize circulation losses by identifying the drilling mud weight necessary to ensure wellbore stability and control over the equivalent circulating and equivalent static mud density (ECD, ESD) to avoid overpull and drill bit/tube sticking in case of caving in or insufficient well cleanout;
- accurate pore pressure gradient prediction along the well column based on the ideas about the local stress, stress in the overlying formations, formation dip and calibration of the pore pressure model based on the available pressure data;
- accurate formation fracture gradient prediction along the well column by means of calibration based on the available drilling and fracturing data;

- точный прогноз градиента порового давления вдоль разреза скважины на основании представлений о локальном напряжении, напряжении в перекрывающей толще пород, наклоне пластов и калибровки модели порового давления по имеющимся данным давления;
- точный прогноз градиента давления разрыва пластов вдоль разреза скважины путем калибровки по имеющимся данным бурения и разрыву пласта;
- допуски для выбросов в условиях депрессии на основании определения порового давления и градиента давления разрыва пласта с целью предотвращения подземных выбросов;
- определение параметров бурения, способствующих минимизации неумышленного воздействия на устойчивость ствола скважины;
- оценка неопределенности прогноза моделирования и определение необходимых замеров для уменьшения неопределенности в режиме реального времени.

По завершении данного этапа принимается решение о достаточности объема информации для перехода ко второму этапу.

На втором этапе для анализа выбирается наиболее перспективная для проведения планируемых работ скважина и дается оценка следующих параметров по планируемой траектории бурения:

- механическая стратиграфия;
- упругие и прочностные характеристики пород;
- определение основных механизмов деформации;
- профиль градиента напряжения перекрывающей толщи пород;
- распределение порового давления;
- профили минимального горизонтального напряжения (МГН) и максимального горизонтального напряжения (МГН);
- после калибровки модели устойчивости ствола скважины для выбранной соседней скважины проводится прогноз стабильности для одной запланированной траектории.

слайд 7

Скорость потока в затрубе

- Поведение жидкости в затрубе является главным фактором, влияющим на показатели очистки ствола, и имеет важнейшее значение для удаления бурового шлама.
- Расход флюида в основном зависит от диаметра гибких НКТ, их длины, параметров двигателя и КНБК, свойств флюида и потерь давления на трение.
- Основные ограничения скорости потока в затрубе:
 - для скважин с большим наклоном ствола ($> 40^\circ$) и горизонтальных стволов требуется линейная скорость не менее 30 м в минуту;
 - для вертикальных скважин или скважин с «небольшим» наклоном ствола ($< 40^\circ$) приемлемым обычно является более низкий предел скорости – примерно 10 м в минуту.

Поведение жидкости в затрубе является главным фактором, влияющим на показатели очистки ствола, и имеет важнейшее значение для удаления бурового шлама. Расход флюида в основном зависит от диаметра гибких НКТ, их длины, параметров двигателя и КНБК, свойств флюида и, как следствие, потерь давления на трение. Характеристики шлама, образующегося при работе высокооборотных электродвигателей, обычно применяющихся при бурении с использованием гибких НКТ, значительно отличаются от характеристик шлама, образующегося при обычном роторном бурении. При БКТ преобладающая часть твердой фракции мельче 50 микрон, так что «обычные» критерии скорости потока в затрубе и удаления шлама применить невозможно.

Рекомендуется использовать два основных ограничения скорости потока в затрубе, в зависимости от угла наклона ствола скважины:

- для скважин с большим наклоном ствола ($> 40^\circ$) и горизонтальных стволов требуется линейная скорость не менее 30 м в минуту;
- для вертикальных скважин или скважин с «небольшим» наклоном ствола ($< 40^\circ$) приемлемым обычно является более низкий предел скорости – примерно 10 м в минуту.

Необходимо отметить, что это не более чем общие рекомендации, основанные на применении «типовых» буровых растворов. В случае

необходимости в условиях использования «оптимизированных» систем растворов и моделирования потока в стволе скважины могут приниматься и более низкие пределы.

слайд 8

Давление

- Максимально допустимое давление циркуляции в гибких НКТ накладывает ограничения на возможности бурения:
 - способность труб выдерживать давление;
 - влияние, оказываемое высокими значениями давления на допустимую затяжку, степень усталости труб и срок их эксплуатации.
- При работах ГНКТ приняты следующие нормативы по максимальному давлению на входе в гибкие НКТ:
 - 280 атм. – при движении трубы;
 - 350 атм. – в статике.

Максимально допустимое давление циркуляции в гибких НКТ часто оказывается фактором, ограничивающим возможность выполнения тех или иных работ с их применением. Одним из факторов, который следует учитывать, является не только сама способность труб выдерживать давление, но также и то вредное влияние, которое оказывают высокие значения давления на допустимую затяжку, степень усталости труб и срок их эксплуатации. Все это также необходимо учитывать с позиции техники безопасности и экономической целесообразности. При штатных работах гибкими НКТ с комбинированной конструкцией подвески приняты следующие нормативы по максимальному давлению на входе в гибкие НКТ: 280 атм. – при движении трубы; 350 атм. – в статике.

Эти значения основаны главным образом на финансовых соображениях, связанных с усталостью труб, а не на абсолютной их прочности.

Для БКТ трубами более крупного диаметра иногда бывает возможно превысить эти установленные ограничения.

Общее давление на входе в гибкие НКТ представляет собой сумму следующих значений:

- потеря давления в подвеске гибких НКТ;
- потеря давления на направленной КНБК;
- потеря давления на двигателе;
- потеря давления на долоте;
- потеря давления на трении в затрубе до поверхности; гидростатический дифференциал между затрубом и внутренним пространством гибких НКТ;

- blowout tolerances in the underbalanced operation conditions based on identification of pore pressure and formation fracture gradient in order to prevent underground blowouts;
- identification of the drilling parameters that allow minimizing indeliberate impacts on the wellbore stability
- evaluation of the prediction uncertainty during the simulation process and identification of the measurements necessary to decrease uncertainty on a real-time basis.

At the end of this stage a decision is made whether there is enough information available to move to the second stage. On the second stage we select the most promising well and assess the following parameters along the planned drilling trajectory:

- Mechanical stratigraphy
- Rock elasticity and hardness
- Identification of the main deformation mechanisms
- Overlying formation's stress gradient profile
- Pore pressure distribution
- Stress direction
- Minimum horizontal stress and maximum horizontal stress profiles
- After calibration of the wellbore stability model for the selected neighboring well, stability prediction for one planned trajectory is performed.

slide 7

Fluid flow rate in the annular space

- Behavior of fluid in the annular space is an important factor affecting well cleanout and is of critical importance for drilling sludge and cuttings removal.
- Fluid consumption mainly depends on the coiled tubes' diameter, their length, BHA and bottomhole engine parameters, properties of fluid and friction pressure losses.
- Main limitations of the fluid flow rates in the annular space:
 - For highly deviated ($> 40^\circ$) and horizontal wells fluid's linear flow rate should be at least 30 m per minute
 - For vertical wells and wells with low deviation ($< 40^\circ$) the acceptable fluid flow rate is around 10 m per minute.

Behavior of fluid in the annular space is an important factor affecting well cleanout, and is of critical importance for removal of drilling sludge and cuttings. Fluid consumption mainly depends on the coiled tubes' diameter, their length, BHA and bottomhole engine parameters, properties of fluid and, consequently, friction pressure losses. Properties of the drilling sludge produced by the high-speed engines that are usually used during CTD, are much different from the properties of the drilling sludge produced during conventional rotary drilling. In case of CTD the size of the majority of solids in the drilling sludge is less than 50 micron, consequently "conventional" criteria for fluid flow rates in the annulus and sludge removal are not applicable.

It is recommended to use two main limitations of the fluid flow rates in the annulus depending on the well deviation angle.

- For highly deviated wells ($> 40^\circ$) and horizontal wells fluid's linear flow rate should be at least 30 m per minute
- For vertical wells and wells with low deviation ($< 40^\circ$) the acceptable fluid flow rate is around 10 m per minute.

It should be mentioned that these are general recommendations based on the application of standard drilling muds. In case of using optimized fluid systems and simulation of fluid flow in a wellbore the values of fluid flow rates may be lower.

slide 8

Pressure

- Coiled tube's maximum allowable circulating pressure imposes certain restrictions in terms of drilling possibilities
 - Ability of tubes to withstand pressure,
 - Impact of high pressure on the allowable dragging, tube's fatigue capacity and their life cycle
- При работах ГНКТ приняты следующие нормативы по максимальному давлению на входе в гибкие НКТ:
 - 280 атм. – при движении трубы;
 - 350 атм. – в статике.

Coiled tube's maximum allowable circulation pressure often restricts the possibility of performing certain kinds of works with the use of coiled tubing. It is necessary to take into account not only the ability of tubes to withstand high pressure but also the high pressure's negative impact on the allowable dragging, tube's fatigue capacity and their life cycle. All these factors should also be taken into account in terms of safety measures and economic feasibility.

For the standard coiled tubing operations the following norms in terms of maximum input pressure are applied:

4,115 psi – when tube is in motion

5,144 psi – when tube is static

These figures are mainly based on financial implications of the tubes' fatigue capacity rather than tubes' absolute strength. When using coiled tubes of larger diameter for drilling purposes it is sometime possible to exceed the mentioned limits. Total pressure at the coiled tube's input is a sum of the following values:

- Pressure loss at the coiled tubing hanger
- Pressure loss at the bottomhole assembly
- Pressure loss at the engine
- Pressure loss at the drill bit
- Annulus friction pressure loss to the surface
- Hydrostatic differential between the annulus and coiled tube's inner space
- Annular backpressure on the surface – the choke

The results are compared to the coiled tube's maximum allowable burst pressure (60% of pressure of the pressure test with fluid or maximum allowable pressure according to software data)

The total pressure is affected by the following factors: pumping rate, fluid characteristics (flow characteristics and density), coiled tube's geometrics, electric motor characteristics, BHA geometrics and wellbore geometrics. In case of underbalanced drilling it is also necessary to take into account the production reservoir behavior.

- противодействие в затрубе на поверхности – штуцер.

Результаты сравниваются с максимальным допустимым давлением разрыва гибких НКТ (60% от давления опрессовки жидкостью или максимальное допустимое давление по данным ПО).

Основными факторами, влияющими на общее давление, являются: подача насоса, свойства раствора (реологические свойства и плотность), геометрические параметры гибких НКТ, характеристики электродвигателя, геометрические параметры КНБК, а также геометрические параметры ствола скважины. Если скважина бурится на депрессии, то необходимо также принимать во внимание эксплуатационные характеристики коллектора.

слайд 9

Нагрузка на долото

- Расчет сил, действующих на всю подвеску ГНКТ, с учетом:
 - характеристик гибких НКТ;
 - геометрии ствола скважины;
 - параметров жидкостей в НКТ и в стволе скважины;
 - величин давления и условий в стволе скважины;
 - сил трения при изгибе, возникающих в процессе проталкивания относительно жесткой бурильной КНБК сквозь участки набора кривизны и искривления ствола скважины.
- Расчет параметров выреза окна, бурения в конце участка набора кривизны и в конце траектории скважины.
- Моделирование сценариев с целью сравнения – указывается максимально допустимая сжимающая нагрузка на КНБК до блокировки на разной глубине.

Крайне важно установить, что на различных этапах работ можно будет применять достаточные нагрузки на долото, чтобы иметь уверенность в возможности успешного выполнения фрезерования и бурения. Модуль усилий в НКТ в прикладном ПО рассчитывает ожидаемые усилия как на забое, так и на устье – это делается с учетом характеристик гибких НКТ и геометрии ствола, результатов скважинных исследований, параметров жидкостей в НКТ и в стволе скважины, величин давления и условий в стволе скважины.

Эти коэффициенты получены на основании всестороннего анализа фактического полевого опыта многих работ во всем мире, при которых гибкие НКТ применялись как для бурения, так и для выполнения обычных скважинных операций. Существует много факторов, которые могут оказывать отрицательное влияние на эти коэффициенты, с которыми можно бороться путем применения специализированных присадок и/или оборудования (распрямители труб, тягачи, осцилляторы, и т.д.). Требования к таким способам определяются на этапе составления уточненного плана работ.

Помимо сил, действующих на всю подвеску НКТ, необходимо учитывать силы трения при изгибе, возникающие в процессе проталкивания относительно жесткой бурильной КНБК сквозь участки набора кривизны и искривления ствола скважины. При бурении обычным способом эти силы обычно пренебрежимо малы, поскольку обычно для бурения имеется очень большой

запас сил. При БКТ, где такой запас значительно меньше, необходимо принимать во внимание действующую на КНБК силу трения при изгибе, что особенно актуально для КНБК крупных диаметров, причем в наибольшей степени – при использовании КНБК крупных диаметров и в условиях высоких значений набора кривизны.

Важнейшими критериями, которые следует оценивать во время анализа имеющихся значений нагрузки на долото, является вырез окна, бурение в конце участка набора кривизны, а также в конце траектории скважины. Также может применяться моделирование сил, действующих на НКТ, чтобы установить возможность спуска после бурения в скважину хвостовиков, фильтров и/или коротажных инструментов. Главным правилом для БКТ является обязательное требование, что минимальная нагрузка на долото должна быть 7-10 кг/см² поверхности коронки долота, что считается необходимым для бурения пласта при разумных значениях скорости проходки. Могут моделироваться различные сценарии, причем рассматриваются:

- различные КНБК;
- различные траектории;
- параметры гибких НКТ (наружный диаметр и толщина стенки);
- коэффициенты трения в открытом стволе (0,34, 0,40 или на основании опыта).

Из результатов этого моделирования составляется таблица или график, на котором с целью сравнения указывается максимально допустимая сжимающая нагрузка до блокировки на разной глубине.

слайд 10

Растягивающее напряжение

- Максимально допустимое растягивающее напряжение зависит от:
 - геометрии труб;
 - предела текучести материала;
 - значений внутреннего и внешнего давления.
- При рассмотрении критерия растягивающего напряжения необходимо учитывать два ограничения:
 - физический предел текучести самих гибких НКТ (обычно 80% от предела прочности на растяжение материала труб);
 - тяговое усилие инжекторной головки (для типовой инжекторной головки для бурения – 45 т).

В отдельных случаях растягивающие силы, действующие на гибкие НКТ на поверхности (создаваемые весом и затяжками гибких НКТ в скважине), могут являться фактором, ограничивающим возможность выполнения работ БКТ. Максимально допустимое растягивающее напряжение изменяется в зависимости от геометрии труб, предела текучести материала, а также значений внутреннего и внешнего давления. При рассмотрении критерия растягивающего напряжения необходимо учитывать два ограничения: физический предел текучести самих гибких НКТ и тяговое усилие инжекторной головки. В большинстве случаев, ограничение устанавливается на 80% от предела прочности на растяжение материала труб и тяговое усилие, равное для типовой инжекторной головки 45 т.

В зависимости от технических ограничений, накладываемых глубиной и траекторией скважины, действие критерия растягивающего напряжения можно преодолеть путем использования материала гибких НКТ с более высоким пределом текучести (а именно, стали на 100 000 psi), а также НКТ с большей толщиной стенки и сужающихся к концу.

slide 9

Weight on bit

- Calculation of the forces acting on the whole coiled tubing, with due account of:
 - характеристик гибких НКТ ;
 - Coiled tubes' characteristics,
 - Wellbore geometrics,
 - Parameters of fluids in the tubes and in the wellbore,
 - Pressure values and wellbore conditions
 - Friction forces that appear in the process of running a relatively rigid drilling BHA through wellbore build sections and wellbore deflections
- Calculation of the parameters of window cutting, drilling at the end of the build section and at the end of the wellbore trajectory.
- Simulation of various scenarios for the purpose of comparability. Maximum compression load on BHA before blocking should be specified for different depths.

It is important to find out whether it would be possible to have the sufficient weight on drill bit to ensure the possibility of successful milling and drilling. The force module of the application software allows calculating the expected forces both down the hole and at the wellhead. This is done with due account of the coiled tubes' characteristics and wellbore geometrics, wellbore surveys, parameters of fluids in the tubes and in the wellbore, pressure values and wellbore conditions. These coefficients have been derived on the basis of comprehensive analysis of actual global field experience of using coiled tubing for drilling and for conventional well operations. There are many factors that may negatively affect these coefficients. These factors can be mitigated by using special additives and/or equipment (tube straighteners, traction units, oscillators, etc.). Requirements to such methods are to be identified at the stage of amended work plan preparation. Besides the forces acting on the whole coiled tubing, it is important to take into account the friction forces that appear in the process of running a relatively rigid drilling through wellbore build sections and wellbore deflections. In case of conventional drilling these forces are negligible because usually there is a large forces margin for drilling. In case of coiled tubing drilling such margin is much less that is why it is important to take into account the flexural friction force acting on

the bottom hole assemblies. This is particularly important for the large-diameter BHAs, especially in case of using large-diameter BHA under the conditions of high drift angle buildup values.

The most important factors to be taken into account during the analysis of the available weight on bit values are window cutting, drilling at the end of wellbore build section and at the end of wellbore trajectory. Simulation of forces acting on the production string can also be applied to identify the possibility of running liners, filters and/or logging tools into the well after drilling. The main requirement for CTD is that the minimum weight on bit should be 7-10 kg/cm² which is considered to be the necessary value to drill the formation under reasonable drilling rates. We can simulate various scenarios, taking into consideration

- various BHAs
- various trajectories
- parameters of coiled tubes (outer diameter and wall thickness)
- friction coefficients in an open hole (0.34, 0.40 or based on experience)

Based on the results of this simulation we build a table or a graph, on which (for the purpose comparability) we specify the maximum allowable compression load before blocking on different depths.

slide 10

Tensile strength

- Maximum allowable tensile strength depends on
 - Geometry of tubes,
 - Yield strength of the material,
 - Internal and external pressure.
- When considering the tensile strength criterion, two limitations should be taken into account:
 - Physical yield strength of the coiled tubes (usually 80% of the tensile strength of the tubes' material)
 - Injector pulling capacity (for a typical drilling injector – 45 tons)

In some cases tensile forces acting on a coiled tube on the surface (created by the weight and coiled tube dragging in the well) can be a restrictive factor for CTD. Maximum allowable tensile strength depends on the geometry of tubes, yield strength of the material and on internal and external pressure. When considering the tensile strength criterion, two limitations should be taken into account: physical yield strength of the coiled tubes and injector's pulling capacity. In the majority of cases the limitation is 80% of the tensile strength of the tube's material and pulling capacity of the typical injector is 45 tons.

Depending on technical limitations placed by well's depth and trajectory, the effect of tensile strength criterion can be overcome by using coiled tube material with higher yield strength (particularly, steel with the strength of 100,000 psi), as well as by using tapering tubes with thicker walls.

slide 11

Torque moment

- Maximum slip torque for the bottom hole assembly shall not exceed the maximum allowable torque of the coiled tubes
 - Reduce slip torque (by reducing fluid flow through the downhole motor or by selecting another motor type),
 - Change coiled tube's technical specifications (e.g. increase wall thickness and/or outer diameter of the tube).
- BHA motor torque shall be less than the nominal value of the coiled tubing torque (80% of the yield torque)

Maximum slip torque for a certain motor should be selected in accordance with the maximum allowable torque of the tubes selected for job performance. If the maximum motor torque exceeds the nominal value of the coiled tubing torque, then it is necessary to reduce the slip torque (by reducing fluid flow through the motor or by selecting another motor type), or to change coiled tube's technical specifications (e.g. increase wall thickness and/or outer diameter of the tube).

One should take the maximum working torque value of the selected downhole motor, multiply this value by 2 (the main rule for the momentary slip torque). The figure one will get should be lower than the nominal value of the coiled tubing torque (80% of the yield torque).

For example, for the 2 3/8" coiled tubes (80,000 psi, with wall thickness of 0.204") maximum allowable torque will be 5550 Nm (80% of the maximum yield torque).

This figure is fairly enough to use the most frequently applied configurations of motors for CTD.

слайд 11

Крутящий момент

- Величина крутящего момента двигателя КНБК должна быть меньше, чем номинальное значение крутящего момента гибких НКТ (80% от крутящего момента на пределе текучести).
- Максимальное значение крутящего момента пробуксовки для КНБК не должно превышать максимально допустимого крутящего момента гибких НКТ:
 - уменьшить крутящий момент пробуксовки (путем уменьшения расхода через двигатель или путем подбора двигателя другого типа);
 - изменить технические характеристики гибких НКТ (например, увеличить толщину стенки и/или наружный диаметр трубы).

Максимальное значение крутящего момента пробуксовки для определенного двигателя необходимо подбирать в соответствии с максимально допустимым крутящим моментом гибких НКТ, выбранных для ведения работ. Если максимальный крутящий момент двигателя превышает номинальные значения крутящего момента конуса гибких НКТ, то следует либо уменьшить крутящий момент пробуксовки (путем уменьшения расхода через двигатель или путем подбора двигателя другого типа), либо изменить технические характеристики гибких НКТ (например, увеличить толщину стенки и/или наружный диаметр трубы).

Следует взять значение максимального рабочего крутящего момента выбранного забойного двигателя, умножить эту величину на 2 (главное правило для мгновенного крутящего момента пробуксовки). Эта величина должна быть меньше, чем номинальное значение крутящего момента гибких НКТ (80% от крутящего момента на пределе текучести).

Например, для гибких НКТ 2 3/8" (80 000 psi, с толщиной стенки 0,204") максимально допустимый момент будет 5550 Нм (80% от минимального крутящего момента на пределе текучести). Эта величина более чем достаточна для работы с наиболее часто применяющимися конфигурациями двигателей при БКТ.

слайд 12

Срок эксплуатации ГНКТ

Основными параметрами, влияющими на максимальный срок эксплуатации подвески гибких НКТ, используемых при БКТ, являются:

- количество циклов работы трубы с барабана, через гусак, сквозь инжектор, в скважину и обратно;
- внутреннее давление в гибких НКТ (чем ниже давление, тем дольше срок эксплуатации);
- геометрия закругления гусака и барабана (радиус);
- геометрические параметры гибких НКТ и свойства материала (диаметр, толщина стенки, предел текучести).

Основными параметрами, влияющими на максимальный срок эксплуатации подвески гибких НКТ, используемых при БКТ, являются:

- количество циклов работы трубы с барабана, через гусак, сквозь инжектор, в скважину и обратно;
- внутреннее давление в гибких НКТ (чем ниже давление, тем дольше срок эксплуатации);
- геометрия закругления гусака и барабана (радиус).
- геометрические параметры гибких НКТ и свойства материала (диаметр, толщина стенки, предел текучести)

Исходя из допущения, что трубы подбираются с учетом параметров бурения и при условии оптимизации геометрии наземного оборудования, основным регулируемым параметром остается внутритрубное давление. Как правило, в процессе движения трубы (во избежание излишней усталости металла) его не поднимают выше 280 атм.

Программное обеспечение ГНКТ позволяет отслеживать жизненный цикл гибкой трубы, чтобы оптимизировать срок ее службы, а также помогает осуществлять контроль работ с высокой нагрузкой (то есть прорезание окна, бурение,

ловильные работы) по мере их проведения, чтобы обеспечить длительность срока эксплуатации трубы. ПО может также применяться для прогнозирования последствий планируемых работ для гибких НКТ. Это может оказаться очень полезным на этапе планирования работ. В условиях непрерывной эксплуатации и при надлежащем управлении работой гибкими НКТ одной подвеской гибких НКТ 2 3/8" можно зарезать и пробурить 2–3 ствола длиной приблизительно 1000 метров каждый.

слайд 13

Что требуется для успеха?

- Непрерывное использование – многоскважинные проекты, схожие программы по бурению – длительные и технически выполнимые проекты.
- Инфраструктура для проведения работ.
- Подробное изначальное проектирование скважин-кандидатов.
- Приверженность проекту и полная вовлеченность.
- Обеспечение бурения на местном рынке.
- Персонал – опытный как в колтюбинге, так и в бурении, динамичная организация – обучение КТБ.

Проекты по БКТ требуют глубокого осмысления и изучения и предполагают тесное взаимодействие и заказчиков (в плане определения объемов работ), и подрядчиков (в плане привлечения ресурсов). Общие желательные требования к проектам по БКТ включают в себя следующее:

- Непрерывное использование – многоскважинные проекты, схожие программы по бурению, длительные и технически выполнимые проекты.
- Инфраструктура для проведения работ БКТ – возможность осуществления БКТ в условиях поддержки сложившейся инфраструктуры, подготовленной и оснащенной для ведения работ с применением гибких НКТ не всегда легко осуществима. Даже несмотря на то, что в регионе есть в наличии отделение по работе с гибкими НКТ, требования к инфраструктуре системы обеспечения работ БКТ (в силу специализированного характера оборудования/персонала и необходимости круглосуточной работы) значительно выше, и для их выполнения необходима структура, совершенно отличная от существующей в настоящее время.
- Накопление данных для всестороннего изучения и отбора кандидатов –

количество, качество и формат данных для изучения и отбора кандидатов.

• Структура промышленного обеспечения работ – издержки на ежедневное БКТ будут высоки, и в них будет очень небольшой допуск на задержки или неэффективные действия основных вспомогательных служб.

• Поиск и испытание частей, изготовленных в России, а также российских услуг для снижения эксплуатационных издержек. Внедрение и систематическое осуществление программы обучения персонала для назначения на руководящие должности местных кадров.

slide 12

Coiled tube's life cycle

The main parameters affecting the maximum life cycle of coiled tubes used for CTD are the following:

- Number of the tube's operation cycles from the reel, over the gooseneck, through the injector to the well and back
- Internal coiled tube pressure (the lower the pressure the longer the life cycle)
- Geometry of the gooseneck and the reel (radius)
- Geometrical parameters of coiled tubes and properties of their material (diameter, wall thickness, yield strength)

The main parameters affecting the maximum life cycle of coiled tubes used during CTD are the following:

- number of tube's operation cycles from the reel, over the gooseneck, through the injector to the well and back
- internal coiled tube pressure (the lower the pressure the longer the life cycle)
- geometry of the gooseneck and the reel (radius)
- geometrical parameters of coiled tubes and properties of their material (diameter, wall thickness, yield strength)

Based on the assumption that nepy tubes are selected with due account of drilling parameters and provided that the geometry of the surface equipment is optimized, the main controllable parameter is internal pressure in the tube. As a rule, when the tube is moving (to avoid excessive metal fatigue) the pressure is kept below 4,115 psi. Coiled tubing software allows monitoring coiled tube's life cycle in order to optimize its durability. The software also helps to perform control over the heavy-duty works (i.e. window cutting, drilling, fishing works) in order to ensure durability of a coiled tube. Software can also be applied to predict the effects of the planned works on the coiled tube. This may be very useful at the stage of work planning. Under the conditions of continuous operation and proper management of coiled tubing, one 2 3/8" coiled tube will survive drilling of 2-3 wellbores with the average length of 1,000 meters each.

slide 13

What is needed for success?

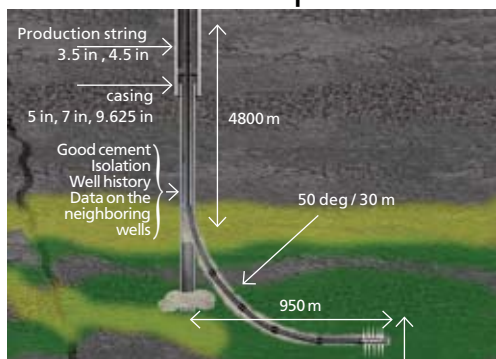
- Continuous use – multi-well projects, similar drilling programs – long-term and technically feasible projects
- Infrastructure for performance of works
- Detailed initial design of candidate wells
- Dedication to the project and full engagement
- Using local market of drilling services
- Personnel – experienced both in coiled tubing and in drilling, dynamic organization – training in CTD

Coiled tubing drilling projects require good understanding and studying, and imply close cooperation between clients (in terms of identification of the scope of works) and contractors (in terms of mobilization of resources). Desirable general requirements for the coiled tubing drilling projects are as follows:

- Continuous use – multi-well projects, similar drilling programs, long-term and technically feasible projects
 - Infrastructure for performance of CTD works – it is not always easy to perform CTD operations under the conditions of current infrastructure, which is designed to support coiled tubing operations. Despite the fact that there is a special coiled tubing department in the region, the requirements for the infrastructure meant to support CTD operations (because of specificity of equipment/personnel and the necessity for round-the-clock operation) are much higher, and for the performance of such operations it is necessary to have an infrastructure completely different from the current one.
 - Accumulation of data to perform a comprehensive study and selection of the candidate wells – quantity, quality and format of data meant for study and selection of the candidates.
 - The structure of the on-field backup and support rendered to the operations – daily coiled tubing drilling costs will be high, that is why there will be very small margin for delays or inefficient activities of the supporting services.
 - Search for the parts manufactured in Russia and their testing, as well as utilization of the Russian services to reduce operating costs.
- Introduction and regular implementation of the personnel training programs in order to appoint local experts to the managerial posts.

slide 14

Technical capabilities



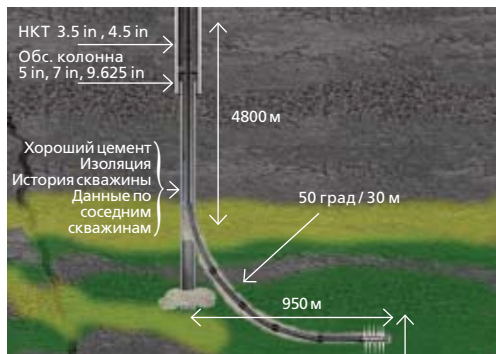
Today technical capabilities of the coiled tubing drilling are represented by the following parameters:

- Maximum vertical depth of the well 4,800 m
- Maximum borehole departure distance 900 m
- Maximum build angle 50 degrees per 30 meters
- Drilling along the trajectory in a 3-meter "window"
- Drilling of several lateral boreholes either from the main borehole or from the previously drilled lateral boreholes

When planning drilling operations it is important to take into account not only the possibilities of coiled tubing conveyed drilling and the abovementioned limitations but also the "drilling curve" factor, i.e. sophistication of the drilling program from opening formation in vertical wells to underbalanced drilling of horizontal and multilateral wells so far as the drilling contractor's and client's personnel become more and more experienced. In this respect on the following slides different drilling options - from a simple to a sophisticated one - will be considered and one of the possible algorithms of project technical implementation will be proposed.

слайд 14

Технические возможности



Технические возможности бурения с ГНКТ на сегодняшний день представляют собой совокупность следующих параметров:

- максимальная глубина скважины по вертикали 4800 м;
- максимальное расстояние отхода от вертикали 900 м;
- максимальный угол набора кривизны от вертикали 50 град на 30 м;
- бурение по траектории в «окне» диаметром 3 м.
- бурение нескольких боковых стволов как с выходом из основного ствола, так и из ранее пробуренных боковых стволов.

При планировании бурения важно учитывать не только возможности бурения с ГНКТ и соответствующие рассмотренные ограничения, но и фактор «кривой обучения», т.е. усложнение проекта бурения от вскрытия пласта в вертикальных скважинах к бурению на депрессии горизонтальных и многоствольных стволов с нарастанием опыта как персонала подрядчика по бурению, так и заказчика. В связи с этим на следующих слайдах будут рассмотрены варианты бурения от простых к сложным и предложен один из возможных алгоритмов технической реализации проекта.

слайд 15

Новое бурение – буровой станок и установка ГНКТ

- 1) Бурение на репрессии до кровли пласта с буровым станком.
- 2) Спуск и цементирование обсадной колонны.
- 3) Бурение на депрессии с ГНКТ без ориентирования долота и измерений.
- 4) Установка клапана-отсекателя и перевод скважины на жидкость глушения с ГНКТ.
- 5) Спуск НКТ с ЭЦН с буровым станком или КРС.

- Более дешевый метод при оценке преимуществ бурения на депрессии

В отдельных случаях растягивающие силы, действующие на гибкие НКТ на поверхности (создаваемые весом и затяжками гибких НКТ в скважине), могут являться фактором, ограничивающим возможность выполнения работ БКТ. Максимально допустимое растягивающее напряжение изменяется в зависимости от геометрии труб, предела текучести материала, а также значений внутреннего и внешнего давления. При рассмотрении критерия растягивающего напряжения необходимо учитывать два ограничения: физический предел текучести самих гибких НКТ и тяговое усилие инжекторной головки. В большинстве случаев ограничение устанавливается на 80% от предела прочности на растяжение материала труб и тяговое усилие, равное для типовой инжекторной головки 45 т.

В зависимости от технических ограничений, накладываемых глубиной и траекторией скважины, действие критерия растягивающего напряжения можно преодолеть путем использования материала гибких НКТ с более высоким пределом текучести (а именно, стали на 100 000 psi), а также НКТ с большей толщиной стенки и сужающихся к концу.

слайд 16

Углубление существующих скважин с ГНКТ

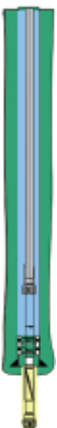
- 1) Подъем НКТ с КРС.
- 2) Спуск ГНКТ и изоляция интервала перфораций продавкой цемента.
- 3) Спуск ГНКТ, разбуривание цементного моста и вскрытие пласта на депрессии.
- 4) Установка клапана-отсекателя и перевод скважины на жидкость глушения с ГНКТ.
- 5) Спуск НКТ с ЭЦН с КРС.

- Подтверждение преимуществ бурения на депрессии
- Менее дорогое без ориентирования направления бурения

Второй вариант является аналогом предыдущего – вскрытие пласта на депрессии на вертикальной скважине из эксплуатационного фонда. На первом этапе на устье монтируется оборудование ГНКТ (после глушения и подъема НКТ бригадой КРС) и производится изоляция существующего интервала перфораций продавкой цемента. На втором этапе производится разбуривание цементного моста и вскрытие пласта на депрессии (обычно с применением дизельного топлива или дегазированной нефти в качестве жидкости циркуляции). Глубина вскрытия не превышает 50-100 м и производится без какого-либо ориентирования. После получения притока и оценки коллекторских свойств пласта скважина может быть переведена в эксплуатационный фонд также без дополнительного глушения. С помощью ГНКТ устанавливается клапан-отсекатель, выше которого скважина переводится на раствор глушения. После этого производится спуск НКТ и, при необходимости, ЭЦН бригадой КРС. Запуск скважины осуществляется при помощи любого запланированного метода (ЭЦН, закачка газа через лифтовые муфты или освоение с ГНКТ).

slide 15

New drilling – drilling rig and coiled tubing unit



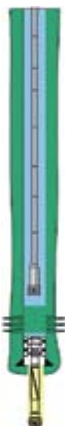
- 1) Overbalanced drilling with the use of drilling rig to the top of the formation
- 2) Running and cementing the casing
- 3) Underbalanced drilling with the use of coiled tubing without drill bit orientation and measurements
- 4) Use of coiled tubing to install a shutoff valve and pump kill fluid into the wellbore
- 5) Running production string with the ESP. This is done either by the drilling team or by the workover team

- a cheaper method used during assessment of underbalanced drilling advantages

Underbalanced opening of the formation in a new vertical well is the simplest and the most logical option to assess the necessity, advantages and possibilities of coiled tubing drilling. At the first stage the well is drilled overbalanced with a conventional drilling rig to the formation top. After that coiled tubing equipment is installed on the wellhead and the formation is opened underbalanced (usually using diesel fuel or degassed oil as a circulation fluid). Formation is opened (drilled) to the depth of maximum 50-100 m without any orientation. After producing oil inflow and assessment of the porosity and permeability properties of the formation, the well may also be converted to the production well stock without additional killing. Shutoff valve is installed with the use of coiled tubing and above the shutoff valve the wellbore is filled with kill fluid. After that the production string and, if necessary, the ESP are run into the wellbore either by the drilling team or by the workover team. The well can put on the production by any of the planned methods (ESP, pumping gas via production tubing sleeves, or completion with the use of coiled tubing).

slide 16

Deepening existing wells with the use of coiled tubing



- 1) Lifting production string by the workover team
- 2) Running coiled tube in the wellbore and isolation of the perforation interval by cement squeezing
- 3) Running coiled tube, drilling out the cement plug and opening formation underbalanced
- 4) Installing a shutoff valve and pumping kill fluid into the well with the use of coiled tubing
- 5) Running production string with ESP by the workover team

- Confirmation of the underbalanced drilling advantages
- Less expensive method without orientation of the drilling direction

Drilling lateral boreholes in the existing wells is the third option. This option, unlike previous ones, represents a fully-fledged coiled tubing drilling. After well killing and retrieval of the production string by the workover team (in some cases is not performed, and drilling is performed via the existing hanger) a whipstock is run on the logging winch to the well and installed at the depth of opening a window. In case of necessity the whipstock may be run into the well straight by the coiled tubing. At the next stage the window is opened and the lateral conductor borehole is drilled to the top of formation. At the third stage the liner is run into the well and is anchored in the drilled lateral borehole. At the final stage the cement plug is drilled out and the horizontal section of the borehole is drilled underbalanced; further on a shutoff valve is installed and a kill fluid is pumped into the well. This option has two possible scenarios. First scenario can be implemented at the beginning of the project when one has no experience of such kind of drilling. In this case window opening, drilling conductor lateral well and its casing can be done with the use of a drilling rig, and the coiled tubing drilling is applied only to drill the horizontal borehole section. This scenario considerably reduces the drilling risks. The second scenario provides for the use of hybrid coiled tubing drilling units, allowing to perform the full cycle. This scenario is described on the next slide.

slide 17

Drilling horizontal lateral boreholes with the use of coiled tubing



- 1) Pulling production string by the workover team
- 2) Running a whipstock on the logging winch
- 3) Opening a window and overbalanced drilling of a lateral borehole to the formation top with the use of coiled tubing
- 4) Running and installing the liner with the use of coiled tubing
- 5) Drilling out the cement plug and underbalanced drilling of the horizontal borehole with the use of coiled tubing
- 6) Installing the shutoff valve and pumping the kill fluid with the use of coiled tubing
- 7) Running the production string with ESP by the workover team

- Drilling predominantly in the producing formation.
- A more expensive operation.

Drilling lateral boreholes in the existing wells is the third option. This option, unlike previous ones, represents a fully-fledged coiled tubing drilling. After well killing and retrieval of the production string by the workover team (in some cases is not performed, and drilling is performed via the existing hanger) a whipstock is run on the logging winch to the well and installed at the depth of opening a window. In case of necessity the whipstock may be run into the well straight by the coiled tubing. At the next stage the window is opened and the lateral conductor borehole is drilled to the top of formation. At the third stage the liner is run into the well and is anchored in the drilled lateral borehole. At the final stage the cement plug is drilled out and the horizontal section of the borehole is drilled underbalanced; further on a shutoff valve is installed and a kill fluid is pumped into the well. This option has two possible scenarios. First scenario can be implemented at the beginning of the project when one has no experience of such kind of drilling. In this case window opening, drilling conductor lateral well and its casing can be done with the use of a drilling rig, and the coiled tubing drilling is applied only to drill the horizontal borehole section. This scenario considerably reduces the drilling risks. The second scenario provides for the use of hybrid coiled tubing drilling units, allowing to perform the full cycle. This scenario is described on the next slide.

слайд 17



Бурение горизонтальных боковых стволов с ГНКТ

- 1) Подъем НКТ с КРС.
- 2) Спуск отклонителя на каротажной лебедке.
- 3) Разбуривание окна и зарезка бокового ствола до кровли пласта на репрессии с ГНКТ.
- 4) Спуск и крепление хвостовика с ГНКТ.
- 5) Разбуривание цементного моста и бурение горизонтальной секции на депрессии с ГНКТ.
- 6) Установка клапана-отсекателя и перевод скважины на жидкость глушения с ГНКТ.
- 7) Спуск НКТ с ЭЦН с КРС.

- Преимущественное бурение по продуктивному пласту.
- Более дорогая опция.

В отдельных случаях растягивающие силы, действующие на гибкие НКТ на поверхности (создаваемые весом и затяжками гибких НКТ в скважине), могут являться фактором, ограничивающим возможность выполнения работ БКТ. Максимально допустимое растягивающее напряжение изменяется в зависимости от геометрии труб, предела текучести материала, а также значений внутреннего и внешнего давления. При рассмотрении критерия растягивающего напряжения необходимо учитывать два ограничения: физический предел текучести самих гибких НКТ и тяговое усилие инжекторной головки. В большинстве случаев ограничение устанавливается на 80% от предела прочности на растяжение материала труб и тяговое усилие, равное для типовой инжекторной головки 45 т.

В зависимости от технических ограничений, накладываемых глубиной и траекторией скважины, действие критерия растягивающего напряжения можно преодолеть путем использования материала гибких НКТ с более высоким пределом текучести (а именно, стали на 100 000 psi), а также НКТ с большей толщиной стенки и сужающихся к концу.

слайд 18



Бурение новых скважин с гибридной установкой

- 1) Бурение верхней части скважины из кондуктора.
- 2) Спуск и крепление обсадной колонны.
- 3) Бурение до пласта – горизонтальное, направленное.
- 4) Спуск и крепление хвостовика.
- 5) Вскрытие пласта на депрессии.
- 6) Установка клапана отсекающего.

- Непрерывное бурение
- Меньшие размеры обсадных колонн.
- Возможность бурения на депрессии.
- Модульная конструкция для оптимизации времени монтажа / демонтажа и проведения работ.

Бурение с применением гибридных установок ГНКТ позволяет производить полный цикл вторичного вскрытия скважин либо бурения полностью новых скважин. Ввиду особенностей конструкции установки позволяют не только бурение на репрессии и депрессии на ГНКТ, но и бурение на буровых трубах, что значительно повышает эффективность по причине снижения временных затрат как непосредственно на бурение, так и время монтажа – демонтажа оборудования. В целом установка позволяет производить направленное бурение горизонтальных стволов на депрессии и спуск хвостовиков в пробуренной секции. В остальном по необходимости заканчивание и освоение производится по аналогии с предыдущим вариантом.

слайд 19

Скважины # 1 и # 2



- Углубление существующей или новой скважины
- Бурение на депрессии без направления долота
- Тестирование скважины и определение преимуществ бурения на депрессии в сравнении с репрессией
- Относительно низкие риски при наличии данных по скважине

Скважина # 3

- Углубление бокового ствола на депрессии после обычного бурения
- Бурение пласта на депрессии с контролем направления и измерениями
- Тестирование скважины и определение преимуществ горизонтального бурения на депрессии
- Более сложное бурение, но без необходимости установки отклонителя и угла отхода

В качестве подхода к реализации проекта по бурению может быть использован следующий алгоритм. На первых двух скважинах предлагается провести вертикальное вскрытие пласта на депрессии, преследующее две основные цели: 1) определение возможности бурения на депрессии (оценка устойчивости пласта) и его преимуществ (оценка коллекторских свойств пласта после бурения); 2) отработка схемы взаимодействия подрядчика (-ов) и заказчика по проведению такого бурения. Данную стадию можно назвать оценочной. Следующим этапом будет переход от вертикального бурения к горизонтальному. В целом на этом этапе предпринимается попытка реализации указанного на предыдущих слайдах сценария по бурению боковых стволов, когда направление бокового ствола и его крепление выполняется обычной буровой установкой, а вскрытие пласта и горизонтальное бурение – установкой ГНКТ. Как правило, длина горизонтального ствола не превышает здесь 100–150 м. На данном этапе могут быть опробованы средства ориентирования и направленного бурения (и, возможно, геонавигация). Данный этап можно охарактеризовать как переходный. Бурение рекомендуется провести минимум на одной скважине.

slide 18

Drilling new wells using a hybrid rig



- 1) Drilling upper part of the well from the surface casing
- 2) Running and fixing the casing
- 3) Drilling to the formation – horizontal, directional
- 4) Running and fixing the liner
- 5) Underbalanced opening of the formation
- 6) Running production string with the use of coiled tubing

- Continuous drilling
- Casing of smaller size
- Possibility of underbalanced drilling

- Modular design to optimize assembly/disassembly and operation time

Drilling with the use of hybrid coiled tubing units allows performing the full cycle of well completion or drilling completely new wells. Due to the peculiarities of their design hybrid units allow not only for underbalanced and overbalanced coiled tubing drilling, but also for drilling with the use of drill pipes, what helps enhancing efficiency due to reduction of time spent for drilling and assembly/disassembly of equipment. On the whole the hybrid unit allows performing underbalanced directional drilling of horizontal boreholes and running liners into the drilled sections. As for the rest, if necessary completion operations are performed similarly to the previous option.

slide 19

Wells # 1 and # 2



Deepening of the existing or a new well

Underbalanced drilling without drill bit orientation

Well testing and identification of the advantages of underbalanced drilling compared to the overbalanced drilling

Relatively low risks upon availability of the well data

Well # 3

Underbalanced deepening of the lateral borehole after conventional drilling

Underbalanced formation drilling with direction control and measurements

Well testing and identification of the advantages of the horizontal underbalanced drilling

More sophisticated drilling method, but without necessity of installing a whipstock and setting a deviation angle

The following algorithm can be used for implementation of the drilling project. At the first two wells it is proposed to perform vertical underbalanced formation opening aimed at: 1) identification of the possibility for underbalanced drilling (formation stability assessment) and its advantages (assessment of the porosity and permeability properties of the formation after drilling), 2) exercising the scheme of cooperation between the contractor (s) and the client to perform such kind of drilling. This stage can be called an assessment stage. The next stage provides for the transfer from vertical drilling to the horizontal one. On the whole at this stage we try to implement the scenario specified on the previous slides when the lateral borehole is directed and cased with the use of conventional drilling rig and formation opening and horizontal drilling is done with the use of coiled tubing unit. As a rule here the length of the horizontal section does not exceed 100-150 m. At this stage one can try out the means of orientation and directional drilling (and, probably, geosteering). This is a transition stage. It is recommended to perform drilling on at least one well.

slide 20

Wells #4, #5, #6, #7, #8



Lateral borehole of the average depth (1,500 – 2,500 m)

Window opening, deflection angle, running a liner and horizontal underbalanced drilling

Confirmation of the possibility for drilling a lateral borehole and its casing

Establishing methods and procedures of lateral borehole drilling to be applied on a deeper wells

Wells #9, #10, #11



Deep lateral borehole (3,500+ m)

Window opening, deflection angle, running a liner and horizontal underbalanced drilling

Trying out the technologies for deeper drilling

Opening of previously undeveloped formations

The next stage provides for a fully-fledged drilling of lateral boreholes with the use of coiled tubing unit including window opening, overbalanced drilling of the conductor borehole, running and fixing the liner and underbalanced horizontal drilling. As a rule at this stage the drilling is done on the relatively shallow wells – 1,500 to 2,000 m. The main aim of this stage is to try out the procedures of window opening, drilling, running and fixing the liner. After drilling on 3-4 wells it would be possible to pass either to drilling deeper formations within the scope of coiled tubing technical capabilities or to drilling multilateral wells. Deeper formations are characterized by higher pressures and higher drilling risks, that is why good testing of all the procedures at the previous stage is one of the keys to success.

слайд 20

Скважины #4, #5 #6, #7, #8 Скважины #9, #10, #11

Боковой ствол средней
глубины (от 1500 до 2500 м)Зарезка окна, угол отхода, спуск
хвостовика и горизонтальное
бурение на депрессииПодтверждение возможности
зарезки и крепления бокового
стволаУстановка методов и процедур
для бурения боковых стволов
для применения на более
глубоких скважинахГлубокий боковой
ствол (3500+ м)Зарезка окна,
угол отхода, спуск
хвостовика и
горизонтальное
бурение на депрессииОпробование
применяемых
технологий для более
глубокого буренияВскрытие пластов,
прежде не освоенных

Следующий этап предусматривает полноценное бурение боковых стволов установкой ГНКТ, включающее в себя зарезку окна, бурение направления на репрессии, спуск и крепление хвостовика и горизонтальное бурение на депрессии. Как правило, на этом этапе бурение производят на относительно неглубоких скважинах – от 1500 до 2000 м. Целью этапа является отработка процедур зарезки окна, бурения, спуска и крепления хвостовика. После проведения бурения на 3–4 скважинах можно будет переходить либо к бурению более глубоких пластов в пределах технических возможностей ГНКТ, либо к бурению многоствольных скважин. Более глубоко залегающие пласты обычно характеризуются более высокими давлениями, а также более высокими рисками, поэтому тщательная отработка процедур на предыдущем этапе является одним из критериев успеха.

слайд 21

Скважины #12, #13.....

Боковые стволы для полного
потенциала пластаРазработка многоствольных
скважин с выходом из
открытого ствола......выработка
наилучшего
варианта для
оптимальной
производительности
скважиныПересмотр программы
бурения и определение
долгосрочных планов:
оборудование под требования
проекта, разработка новых
технологий, диверсификация
применения технологий.

Бурение многоствольных скважин представляет собой совокупность множества вариантов, каждый из которых выбирается не только под проект разработки данного месторождения, но и под схему заканчивания определенной скважины. После проведения предыдущих этапов бурения должны уже быть определены возможности бурения на депрессии определенного пласта, в первую очередь в плане его устойчивости. В пластах с повышенной устойчивостью возможно бурение вторых, третьих и т.д. боковых стволов, выходящих из первого бокового или горизонтального ствола. Такая схема бурения используется, например, на карбонатных коллекторах в ОАЭ. По другому варианту возможно бурение отдельных боковых стволов на пластах с разной глубиной залегания, что практикуется в Северной Америке. Вариант бурения в целом выбирается для оптимальной производительности скважины после проведения ТЭО для достижения наилучшего экономического эффекта. Следует еще раз отметить, что переход к такому бурению возможен только после проведения предыдущих этапов бурения и наработки опыта на конкретном месторождении между конкретным подрядчиком (-ами) и заказчиком. Что обычно описывается так называемой кривой обучения.

слайд 22

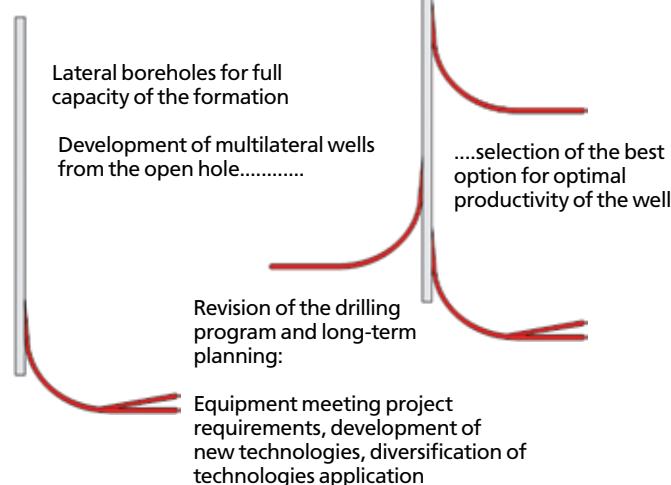
Расчет времени по скважине 1

Наименование операций	Время выполнения, дни	Кол-во дней вариант P-10	Кол-во дней вариант 50	Кол-во дней вариант 90
1 Мобилизация установки по бурению	2.25	1.91	2.25	2.99
2 Монтаж оборудования	2.75	2.34	2.75	3.66
3 Опрессовка ГВО и обвязки	0.85	0.72	0.85	1.13
4 Установка отклонителя - WL	0.39	0.33	0.39	0.51
5 Зарезка окна и направления - Спуск 1	1.62	1.38	1.62	2.16
6 Зарезка окна - Спуск 2	0.47	0.40	0.47	0.62
7 Бурение ствола направления - Спуск 3	0.81	0.69	0.81	1.07
8 Бурение ствола направления - Спуск 4	0.81	0.69	0.81	1.07
9 Установка хвостовика и цем-е - Спуск 5	1.26	1.08	1.26	1.68
10 Разбуривание башмака - Спуск 6	0.33	0.28	0.33	0.44
11 Бурение открытого ствола - Спуск 7	1.24	1.05	1.24	1.65
12 Бурение открытого ствола - Спуск 8	1.24	1.05	1.24	1.92
13 Бурение открытого ствола - Спуск 9	1.24	1.05	1.24	1.92
14 Бурение открытого ствола - Спуск 10	1.24	1.05	1.24	1.92
15 Установка клапана - отсекателя - Спуск 11	0.35	0.30	0.35	0.55
16 Опрессовка ГВО, каждые 1 / 2 недели	0.31	0.26	0.31	0.48
17 ТО	0.70	0.60	0.70	1.09
		(days)		
Total Days w/ Mobilization, Rig Up, Rig Down, DeMob		15.18	17.86	24.87

Данный слайд посвящен демонстрации эффекта «кривой обучения». Расчет по времени сделан для варианта бурения бокового ствола на неглубокой скважине с зарезкой окна, бурением направления, спуском и креплением хвостовика и бурением горизонтального ствола на депрессии. Далее даны три возможных сценария реализации этого варианта в суточном измерении. Первые скважины, скорее всего, будут пробурены согласно сценарию в самой правой колонке, т.е. за 25 дней каждая. При нарастании опыта и отработке процедур возможен выход на расчетное время, указанное в следующей колонке, т.е. 17-18 дней. При проведении многоскважинного проекта на стабильной основе и полной отработке взаимодействия подрядчик – заказчик, вероятно, снижение времени бурения до 15 дней и менее.

slide 21

Wells #12, #13.....



Drilling multilateral wells represents a set of many options. Each of the options is selected to fit not only with the development project of a specific field but also to fit with the completion scheme of a specific well. After the conduct of the previous drilling stages one should have already identified the possibilities for underbalanced drilling of a specific formation, especially in terms of its stability. In the formations with higher stability it is possible to drill the second, third and further lateral boreholes coming out of the first lateral or horizontal borehole. This drilling scheme is used, for example, at the UAE's carbonate reservoirs. As another option, it is possible to drill separate lateral boreholes in the reservoirs with different occurrence depths, which is practiced in North America. On the whole, drilling option is selected to ensure optimal well productivity after the conduct of a feasibility study to achieve the best economic effect. It should be emphasized that application of this type of drilling is possible only after the conduct of all the previous stages and accumulation of good experience at a specific field between the specific contractor (s) and the client. This is usually described by the so called "drilling curve"

slide 22

Time estimates for well 1

	Operation	Performance time, days	Number of days Option P-10	Number of days Option P-50	Number of days Option P-90
1	Drilling rig mobilization	2.25	1.91	2.25	2.99
2	Equipment assembly	2.75	2.34	2.75	3.66
3	Pressure testing BOP and piping	0.85	0.72	0.85	1.13
4	Whipstock installation - WL	0.39	0.33	0.39	0.51
5	Opening a window and a direction - RIH 1	1.62	1.38	1.62	2.16
6	Opening a window - RIH 2	0.47	0.40	0.47	0.62
7	Conductor borehole drilling - RIH 3	0.81	0.69	0.81	1.07
8	Conductor borehole drilling - RIH 4	0.81	0.69	0.81	1.07
9	Liner installation and cementing - RIH 5	1.26	1.08	1.26	1.68
10	Drilling out the shoe - RIH 6	0.33	0.28	0.33	0.44
11	Open hole drilling - RIH 7	1.24	1.05	1.24	1.65
12	Open hole drilling - RIH 8	1.24	1.05	1.24	1.92
13	Open hole drilling - RIH 9	1.24	1.05	1.24	1.92
14	Open hole drilling - RIH 10	1.24	1.05	1.24	1.92
15	Shutoff valve installation - RIH 11	0.35	0.30	0.35	0.55
16	Pressure testing BOP, every 1 / 2 weeks	0.31	0.26	0.31	0.48
17	Maintenance service	0.70	0.60	0.70	1.09
			(days)		
Total days w/Mobilization, Rig Up, Rig Down, DeMob			15.18	17.86	24.87

This slide demonstrates the effect of the "training curve".

These are time estimates for drilling a lateral borehole in a shallow well including window opening, conductor borehole drilling, running and cementing a liner and underbalanced horizontal drilling. The table also includes three possible scenarios of this option expressed in days. Most probably the first wells will be drilled according to the scenario specified in the very right column, i.e. over the period of 25 days each. So far as the experience accumulates and the procedures are repeated several times it is possible to achieve the planned time of operation performance, specified in the next column, i.e. 17-18 days. In case of a continuous multi-well project and well-established cooperation between the client and the contractor it is possible to reduce drilling time to 15 days and less.

slide 23

Conclusions

- Coiled tubing drilling is a highly specialized market segment
- Main applications
 - Well re-entry via production string
 - Underbalanced drilling
- Full feasibility study by experienced experts is a must
- Multi-well projects are needed

I would like to emphasize once again that currently coiled tubing drilling is a very promising but still highly specialized market segment that, certainly, will expand as operational experience is gained and new equipment and materials are introduced. For the intended application of this technology the following factors are essential: comprehensive assessment, readiness of an operator and service provider to allocate relative resources, as well as clear understanding of the necessity to accept gradual growth of indicators as far as the personnel get more trained during the work. Main application of this drilling type shall at least envisage either the possibility of drilling without retrieval of the production tubing (the well shall have a production string with the diameter of 3-1/2 inch or more; casing and production string should be in a very good condition) or flagrant necessity of underbalanced drilling due to reservoir damage and/or low formation pressure (for example, when we experience intensive differential sticking, strong non-recoverable loss of circulation or other troubles preventing from drilling to the target depth). Coiled tubing drilling projects require good understanding and surveying, and imply close cooperation between clients (in terms of identification of the scope of works) and contractors (in terms of mobilization of resources), as well as imply the necessity of a detailed feasibility study not only for the whole field but also for each particular well. ©

слайд 23

Заключение

- Бурение с ГНКТ – это узкоспециализированный спектр рынка.
- Основное применение:
 - повторный вход в скважину через НКТ;
 - бурение на депрессии.
- Полная ТЭО опытными специалистами обязательна.
- Необходимы многоскважинные проекты.

В целом еще раз хочется отметить, что бурение на гибких НКТ в настоящее время представляет собой весьма перспективный, но пока узкоспециализированный сегмент рынка, который, несомненно, будет расширяться по мере накопления опыта работ, внедрения нового оборудования и материалов. Для предполагаемого применения этой технологии требуется всесторонняя оценка, готовность оператора и поставщика (поставщиков) услуг предоставить соответствующие ресурсы, а также четкое понимание необходимости мириться с постепенным ростом показателей по мере нарастания «кривой обучения» в процессе работы. Основное применение данного вида бурения должно предусматривать как минимум либо возможность бурения без подъема НКТ (когда конструкция скважины должна предусматривать наличие НКТ диаметром 3-1/2 дюйма или большего диаметра, обсадная колонна и НКТ находятся в хорошем состоянии), либо очевидную необходимость бурения на депрессии вследствие проблем повреждения пласта и/или пониженного давления коллектора (когда при бурении имеет место интенсивный дифференциальный прихват, сильное неустраняемое поглощение, или другие затруднения, препятствующие достижению проектной глубины объекта). Проекты по бурению с ГНКТ требуют глубокого осмысления и изучения и предполагают тесное взаимодействие и заказчиков (в плане определения объемов работ – многоскважинных проектов), и подрядчиков (в плане привлечения ресурсов), а также разработки детального ТЭО не только по месторождению в целом, но и по каждой конкретной скважине. Ⓢ

большого диаметра, обсадная колонна и НКТ находятся в хорошем состоянии), либо очевидную необходимость бурения на депрессии вследствие проблем повреждения пласта и/или пониженного давления коллектора (когда при бурении имеет место интенсивный дифференциальный прихват, сильное неустраняемое поглощение, или другие затруднения, препятствующие достижению проектной глубины объекта). Проекты по бурению с ГНКТ требуют глубокого осмысления и изучения и предполагают тесное взаимодействие и заказчиков (в плане определения объемов работ – многоскважинных проектов), и подрядчиков (в плане привлечения ресурсов), а также разработки детального ТЭО не только по месторождению в целом, но и по каждой конкретной скважине. Ⓢ

КНИЖНАЯ ПОЛКА**ИТОГ МНОГОЛЕТНЕГО ТРУДА.**

Украинским издательством «Гарант-Сервис» выпущена в свет книга известного по многим интересным научно-техническим изданиям (монографиям, книгам, статьям, изобретениям, патентам и др.) академика, профессора Ю.А. Балакирова «Инновации при добыче нефти и газа в различные периоды выработки нефтегазовых месторождений и скважин (избранное)» (1336 с., в двух томах, 2011, Киев).

В книге освещаются важные для науки и техники проблемы.

В первом томе (613 с.) читатель может ознакомиться с гидродинамическими расчетами процессов водоизоляции, гидропрослушиванием и термографированием нефтяных скважин, термодинамическими исследованиями фильтрации нефти и газа, а также методом увеличения производительности насосных скважин с помощью добавки высокомолекулярных соединений.

Во втором томе (720 с.) освещены проблемы рациональной эксплуатации малодобитных скважин, геодинамики и геотермии нефтяных структур. Также книга включает в себя ценную информацию по инновационным технологиям в нефтегазодобыче, а также выдержки из статей по важным проблемам и вопросам нефтегазовой отрасли.

В книге много места отведено пояснению различных явлений при переменных значениях давления и температуры в процессе фильтрации нефти, газа и нефтегазовой смеси с точки энтальпийно-энтропийного состояния потока и термодинамического потенциала.

Книга рассчитана на специалистов нефтегазовой отрасли, научных сотрудников, аспирантов, студентов университетов.





Гусеничные экскаваторы Husky 4



Гибридные колтюбинговые установки

Канадская компания «Формост Индастриз», основанная в 1965 году, является одним из мировых лидеров по проектированию и производству высококомбинированной вездеходной техники, а также бурового оборудования, используемого в нефтегазовой и горной отраслях, для бурения скважин на воду и геологоразведочных работ.

FOREMOST

«Формост» – это:

- Колесные и гусеничные транспортеры повышенной проходимости с грузоподъемностью от 1 до 40 т;
- Буровые установки для бурения стандартными бурильными трубами;
- Гибридные колтюбинговые установки грузоподъемностью от 75 до 300 т;
- Верхние приводы различной грузоподъемности;
- Инжекторы различной грузоподъемности;
- Буровые установки двойного роторного бурения;
- Буровые установки с обратной циркуляцией для изысканий;
- Системы автоматической подачи труб;
- Принадлежности: буферные проводники, амортизационные соединители, роторные вкладыши, бурильные трубы с обратной циркуляцией.



Мульчеры Nokatic



Верхние приводы

FOREMOST

ООО «Формост Мелони Индастриз Лимитед»
119180, РФ, Москва,
ул. Малая Полянка, 12А, офис 11
Тел.: +7 (495) 234 98 16
E-mail: foremost@comail.ru
Web-site: www.foremost.ca

**ХАРАКТЕРИСТИКИ НАИБОЛЕЕ
РАСПРОСТРАНЕННЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ
УСТАНОВОК*, РАБОТАЮЩИХ В РОССИИ**

Производитель

Manufacturer

Обозначение

Model

Класс

Class

Шасси

Chassis

Двигатель

Engine

Мощность двигателя, л.с.

Engine power

Максимальное тяговое усилие инжектора, кН

Injector Head Pull Capacity

Скорость подачи гибкой трубы, м/мин

Coiled Tubing Speed, feet per minute

Диаметр гибкой трубы, мм

Coiled Tubing Size OD

Максимальное давление на устье скважины, МПа

Maximum Wellhead Pressure

Емкость узла намотки для трубы 38,1 мм, м

Reel capacity for 15" OD tube

Габаритные размеры, мм, не более

Maximum overall dimensions

- длина

- length

- ширина

- width

- высота

- height

Масса полная, кг, не более

Maximum gross weight

Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, т

Crane Capacities Maximum

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

**MANUFACTURER’S SPECIFICATIONS OF MOST
WIDELY SOLD CTUs* IN RUSSIA**

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

* Not less than ten units, currently being operated.

Геофизика XXI века

Geophysics of the 21st Century

23 ноября 2011 г. ОАО НПФ «Геофизика» под эгидой Башкирского отделения ЕАГО и АИС провела традиционное ежегодное 16-е совещание главных специалистов отрасли в форме Научно-практической конференции «Новые возможности, техника и технологии геофизических исследований скважин». Участие в ней приняли представители 37 организаций геофизического сервиса и нефтяных компаний. На конференции присутствовали также преподаватели и магистранты Пермского и Башкирского госуниверситетов.

Конференцию открыл генеральный директор ОАО НПФ «Геофизика» А.Р. Адиев. Он отметил, что год от года все большее число нефтяных компаний присылает своих специалистов на это мероприятие. В работе конференции участвуют специалисты Башнефти, Лукойла-Перми, Лукойла-Коми, Сургутнефтегаза, Белоруснефти, Буровой компании Евразия, что свидетельствует о растущем внимании нефтяников к вопросам эффективности промысловой геофизики на всех жизненных этапах разведки и разработки месторождений, бурения и ремонта скважин.

В своем приветствии участникам конференции генеральный директор ОАО «Башнефтегеофизика» Я.Р. Адиев кратко рассказал о современном состоянии дел в компании, о деятельности ОАО НПФ «Геофизика» в качестве дочернего предприятия «Башнефтегеофизики», о том, что в 2012 году «Башнефтегеофизика» отметит 80-летний юбилей со дня образования. Компания в настоящее время динамично развивается, осваивает новые ниши рынка геофизического сервиса.

С обстоятельным докладом «Саморегулирование российского геофизического рынка» выступил директор по развитию геофизического приборостроения, первый вице-президент ЕАГО В.В. Лаптев. Активность иностранных фирм по поглощению российского геофизического рынка достигла опасной черты, после которой контроль может перейти к иностранцам. Требуется вмешательство государства по защите

On November 23, 2011 OJSC NPF Geofizika under the aegis of Bashkir division of EAGO and AIS held a traditional annual 16th meeting of the key specialists in the field of in a form theoretical and practical conference New facilities, equipment and technologies for geophysical exploration of the wells. Representatives of 37 geophysical service organizations and oil companies took part in the conference, as well as professors and undergraduates of Perm and Bashkir State Universities.

The conference was inaugurated by the Director General of OJSC NPF Geofizika A.R. Adiev. He noted that from year to year the growing number of oil companies delegate their specialists to the event. The specialists of Bashneft, Lukoil-Perm, Lukoil-Komi, Surgutneftegaz, Belorusneft, Eurasia Drilling Company participate in the conference that indicates about increase of attention of the oil workers to the issues of effectiveness of field geophysics on all vital stages of field exploration and development, wells drilling and workover.

In his welcoming speech to the participants of the conference Director General of Bashneftegeofizika Y.R. Adiev briefly described actual situation in the company, OJSC NPF Geofizika activities as a branch of Bashneftegeofizika, he also mentioned that in 2012 Bashneftegeofizika celebrates its 80th anniversary. At the present moment the company is developing dynamically, opening up new niches of the geophysical service market.

Director for development of geophysical instrument making, First Vice-President of EAGO V.V. Laptev made a detailed report Self-regulation of the Russian geophysical market. Activity of the foreign companies aimed for absorption of the Russian geophysical market has reached a dangerous mark after that control can pass to the foreigners. The state intervention is required for protection of interests of the Russian geophysical business. Self-regulation mechanism must be switched on the market for establishment of the transparent, civilized relationship, solving of the burning problems of service pricing, resisting chaos, kickbacks and other negative factors.



интересов российского геофизического бизнеса. Для установления прозрачных, цивилизованных отношений, решения острых вопросов ценообразования в сервисе, борьбы с хаосом, откатами и другим негативом необходимо запускать на рынке механизм саморегуляции. В докладе были изложены конкретные предложения по решению этого вопроса на основе опыта геофизических компаний из стран с развитой рыночной экономикой. Дальнейшая работа конференции проходила в форме докладов специалистов – разработчиков геофизических приборов и технологий. Слушателями было задано много заинтересованных вопросов, на которые были получены исчерпывающие ответы. Были представлены последние результаты НИОКР и опытно-промышленного применения новых аппаратно-методических комплексов МАГИС-2, Горизонталь-1, Горизонталь-2, АМК -2000СКУ, а также отдельных приборов и модулей, созданных в последние годы в фирме «Геофизика» и на предприятиях-партнерах. Методические возможности названных комплексов на конкретных геофизических материалах проиллюстрировал главный геолог фирмы В.В. Береснев. Свои новые разработки представили также ОАО НПП ВНИИГИС, ООО МЭЛЗ ФЭУ, компания «Взрывгеосервис», ГУП ЦМИ «Урал-Гео»

В рамках конференции состоялся круглый стол на тему «Техника и технологии импульсного нейтронного каротажа», в рамках которого обсуждались актуальные вопросы методического, программно-аппаратного обеспечения технологии ИНГК. В частности, заведующий лабораторией импульсных нейтронных методов Н.А. Николаев рассказал о современном состоянии приборостроения в области ИНГК, создании генераторов быстрых нейтронов и различных комплексов на их основе.

The report stated concrete proposals for solving of this problem based on experience of geophysical companies from the countries with developed market economy. The further work of the conference was held in a form of reports from the specialists – developers of geophysical instruments and technologies. The audience asked a lot of questions of interest followed by comprehensive answers. The last results of NIOKR and experimental-industrial use of the state-of-art instrumental and methodical complexes: MAGIS-2, Gorizont-1, Gorizont-2, AMK-2000SKU, as well as separate devices and units created by Geofizika and its partners in the recent years were represented. Methodical abilities of these complexes on the concrete geophysical materials were illustrated by the chief geologist of the company V.V. Beresnev. OJSC NPP VNIIGIS, LLC MELZ FEU, Vzryvgeoservis, GUP TSMI Ural-Geo represented their new products too.

Within the conference framework a round table on Equipment and technologies of pulse neutron logging, where the actual topics dedicated to methods, software and hardware of INGK technology were discussed, took place. In particular, the head of the laboratory of pulse neutron methods N.A. Nikolaev told about actual state of instrumental making in INGK field, development of quick neutron generators and various systems on their base.

Representative of FGUP GNTS of the Russian Federation E.G. Urmanov made a report Estimation technology of current oil-and-gas saturation of reservoirs on a base of pulse neutron logging. In particular, he compared estimation methods of the well condition, estimation of shaliness, porosity and saturation – spectrometric gamma-ray logging (SGK) with neutron logging (NL). He showed with an example a preference of porosity estimation of the gas-saturated reservoirs in sandy-argillaceous cut according to SGK data. Professor E.G. Urmanov studied possible estimation of current oil-and-gas



Представитель ФГУП ГНЦ РФ ВНИИгеосистем Э.Г. Урманов выступил с докладом «Технология оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов на основе импульсного нейтронного каротажа». В частности, он сравнил методы по оценке технического состояния скважины, оценке глинистости, пористости и насыщенности – спектрометрический гамма-каротаж (СГК) и нейтронный каротаж (НК), показал на конкретном примере «предпочтительность оценки пористости газонасыщенных пластов в песчано-глинистом разрезе по данным СГК». Профессор Э.Г. Урманов рассмотрел возможную оценку текущей нефтегазонасыщенности коллекторов с использованием данных импульсного нейтронного каротажа. В выступлении инженера-геофизика ОАО «Башнефтегеофизика» А.М. Ахметшина на тему: «Состояние импульсного нейтронного каротажа в ОАО «Башнефтегеофизика» были конкретизированы недостатки аппаратной реализации и программного обеспечения применяемой аппаратуры и указаны возможные пути решения проблем.

В ходе обсуждений за круглым столом специалисты по нейтронным методам пришли к единому мнению, что данная область развивается динамично, и поддержали идею о необходимости проведения подобных встреч на регулярной основе.

Второй день работы конференции был посвящен знакомству с ОАО НПФ «Геофизика», лабораториями, обмену мнениями, обсуждениям и встречам по интересам. В холле 3-го этажа, где была развернута выставка образцов продукции фирмы и предприятий-партнеров, директор по научной работе ОАО НПФ «Геофизика» А.А. Булгаков провел презентацию аппаратно-методического комплекса МАГИС-2. Также заинтересованные участники конференции могли воочию наблюдать процесс сборки модулей всего этого комплекса во дворе фирмы на контрольно-поверочной скважине с последующей регистрацией геофизических параметров.

Прошедшее мероприятие позволило специалистам нефтяных и сервисных геофизических компаний получить из первоисточников информацию о новых разработках в области техники и технологии ГИС, увидеть действующие образцы новой техники, непосредственно пообщаться с ее разработчиками. ☉



saturation of reservoirs with use of data of the pulse neutron logging. The report of geophysicist from OJSC Bashneftegeofizika A.M. Ahmetshin on State of pulse neutron logging in OJSC Bashneftegeofizika defined shortcomings of the hardware and software of the applied equipment, as well as a possible troubleshooting.

In the course of the round table discussion the specialists on neutron methods arrived at a common view that this sphere is developing dynamically and supported an idea about necessity of regular meetings of this type.

The second day of the conference was dedicated to acquaintance with our company, its laboratories, exchange of opinions, discussions and informal communications. In the lobby of the 3rd floor where an exhibition of products specimens from the company and its partners was displayed, the Research Director of OJSC NPF Geofizika A.A. Bulgakov performed presentation of instrumental and methodical MAGIS-2 complex. Besides the interested participants of the conference could see with their own eyes a mounting process of all elements of this complex on test well placed in the company's yard followed with further registration of geophysical parameters.

The event allowed to the specialists of oil and service geophysical companies to receive data about the newest products of GIS equipment and technology from the primary sources, to see the working specimen of the modern equipment, talk directly with its developers. ☉

КАБЕЛЬНОЕ СПУСКО-ПОДЪЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

NOV ASEP Elmar
ПАРТНЕРСТВО ВО ИМЯ РАЗВИТИЯ

• Головка для
регуливки
закачки смазки
Enviro™



«Лёгкий»
клапан для
кабеля,
лубрикатор
и сальник

• Шаровой
контрольный
клапан

• Выпускной
клапан
• Ловитель
инструмента

• Секции
лубрикатора

• Ловушка для
инструмента

• Переходник для
экспресс-
испытания

• Лёгкий клапан
для кабеля

• Устьевой
переходной
фланец

• Переходник
для всасывания



**Модуль управления
"E-Lite" серии 5**



**«Лёгкий» клапан
для кабеля**



**Плашка
конструкции
Q-Guide™**

www.nov.com/asepelmar

ELMAR - ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

Энтерпрайз Драйв, Вестхилл Индастриал Истейт, Вестхилл, Абердин AB32 6TQ
Шотландия, Великобритания
Тел.: +44 1224 740261 Отдел продаж: +44 1224 748700
Факс: +44 1224 743138 Электронная почта: 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





**CASPIAN
OIL & GAS**

19-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ



**5 - 8
ИЮНЯ 2012
БАКУ
АЗЕРБАЙДЖАН**



www.caspianoilgas.ru



**ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ
КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА**



ITE MOSCOW

+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC

+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com

Follow us on:
facebook

<http://www.facebook.com/CaspianOilGas>



OGU

16-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

**15 - 17
МАЯ 2012**

Ташкент
Узбекистан

www.ogu-expo.ru

**ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ
МЕРОПРИЯТИЕ УЗБЕКИСТАНА**



ITE MOSCOW

+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC

+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com

Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE 2012 по разведке и добыче пройдет в Москве с 16 по 18 октября 2012 года

SPE Russian Oil & Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition Will Be Held on 16–18 October, 2012 at the All-Russia Exhibition Center in Moscow

С 16 по 18 октября 2012 года в Москве состоится ключевое российское мероприятие в области разведки и добычи нефти и газа – Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче. Выставка и конференция пройдет уже в 4-й раз под эгидой Международного общества инженеров нефтегазовой промышленности (SPE). В работе Российской технической нефтегазовой конференции и выставки SPE (RO&G 2012) по разведке и добыче примут участие представители ведущих государственных и международных нефтяных компаний, руководители высшего звена, инженеры и специалисты нефтегазовой отрасли. Одним из платиновых спонсоров RO&G 2012 стала компания Schlumberger – мировой лидер в области технологий для нефтяной и газовой промышленности. В выставке также примут участие представители компаний 3M, «Татнефть», Welltec, «Северсталь-метиз», Postle, Packers Plus, KAPPA, Weatherford и другие ведущие компании нефтегазового сектора.

Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче с каждым годом привлекает все большее внимание ведущих экспертов отрасли. Так, в 2010 году в работе конференции и выставки приняли участие более 3300 человек из 57 стран, что на 28% больше, чем в 2008 году.

Основная тема конференции 2012 года – «Технологии и эффективное производство – путь к достижению результатов». В рамках мероприятия будут представлены более 200 докладов по актуальным вопросам добычи нефти и газа. Техническая программа конференции создается и утверждается Исполнительным и Программным комитетами, в состав которых входят руководители и эксперты крупнейших компаний нефтегазовой отрасли. Сопредседателями Исполнительного комитета Российской технической

Moscow, 11 January, 2012 – A key Russian event in the oil and gas exploration and production – SPE Russian Oil & Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition – will be held on 16 – 18 October, 2012 in Moscow. This year's exhibition and conference will be organised for the 4th time under the aegis of the international Society of Petroleum Engineers (SPE). SPE 2012 Russian Oil & Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition (RO&G 2012) will welcome representatives from the leading national and international oil companies, top managers, engineers and experts of the petroleum industry. Schlumberger, a world leader in oil and gas technologies, has become a platinum sponsor of RO&G 2012. Exhibitors will include 3M, «Tatneft», Welltec, «Severstal-metiz», Postle, Packers Plus, KAPPA, Weatherford and other leading companies of the petroleum industry.

Every year SPE Russian Oil & Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition attracts an increasing attention of the industry leading experts. Over 3,300 attendees from 57 countries participated in the conference and exhibition in 2010, a 28% increase from 2008.

The main theme of the 2012 event is «Delivering value through technology and operational excellence». More than 200 papers will be presented during the event on the current challenges of the oil and gas production. The conference technical program

нефтегазовой конференции и выставки SPE 2012 стали Гани Гиладев, вице-президент ОАО «НК «Роснефть» и Гэрри Брекельманс, исполнительный вице-президент компании Shell по России и Каспийскому региону. В состав Исполнительного комитета также вошли представители компаний: НОВАТЭК, «Газпром нефть», Институт проблем нефти и газа РАН, Schlumberger, Roxar Services, Salym Petroleum Development, Weatherford и др.

Программный комитет Российской технической нефтегазовой конференции и выставки SPE 2012 возглавили Сергей Колбиков, начальник управления разработки месторождений ОАО «НОВАТЭК», и Виктор Савельев, директор дирекции по геологоразведочным работам и развитию ресурсной базы ОАО «Газпром нефть».

В состав Программного комитета также вошли представители Роснефти, ЛУКОЙЛа, Schlumberger, Baker Hughes и др.

«Тематика конференции включает все основные направления в области разведки и разработки нефтегазовых ресурсов: от фундаментальных основ гидродинамики, физики пласта до новых методов и технологий в бурении и исследованиях скважин, поиске, разведке и разработке месторождений углеводородов, увеличении эффективности их извлечения», – утверждает сопредседатель Программного комитета Российской технической нефтегазовой конференции и выставки SPE 2012 Сергей Колбиков.

По словам сопредседателя Программного комитета Российской технической нефтегазовой конференции и выставки SPE 2012 Виктора Савельева, значительное внимание на конференции будет также уделяться вопросам охраны окружающей среды и безопасности труда в условиях сложных технологических операций.

В настоящий момент Программный комитет занимается формированием конференционной программы и приглашает профессионалов отрасли до 10 февраля 2012 года представить рефераты по одной из следующих категорий:

- Охрана здоровья, труда и окружающей среды – значение для российской нефтегазовой отрасли;
- Геология и геофизика. Использование новых методов – путь к увеличению запасов;
- Разработка месторождений – инновационные подходы и накопленный опыт для увеличения коэффициента извлечения, подсчета запасов и отчетности;
- Геологическое и гидродинамическое моделирование, интеграция сейсмических данных в геологическую модель;
- Добыча – роль технологий в процессе оптимизации в течение всего срока эксплуатации месторождения и энергоэффективность;
- Наземное оборудование, строительство и проекты – от грамотного проектирования до эффективной реализации;

is developed and approved by the Executive and Programme Committees that include executives and experts from the largest companies of the petroleum industry. The Executive Committee of SPE 2012 Russian Oil & Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition is co-chaired by Gani Gilaev, VP of ОАО «NK Rosneft», and Harry Brekelmans, executive VP of Shell Russia and Caspian. The Executive Committee also includes representatives from Novatek, Gazprom Neft, Russia Academy of Sciences Oil and Gas Research Institute, Schlumberger, Roxar Services, Salym Petroleum Development, Weatherford and others.

The Programme Committee of SPE 2012 Russian Oil & Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition is co-chaired by Sergei Kolbikov, ОАО «Novatek», and Viktor Savelyev, ОАО «Gazprom Neft».

The Programme Committee also includes experts from Rosneft, Lukoil, Schlumberger, Baker Hughes and others.

«The conference topics address all major challenges in petroleum exploration and production from the fundamentals of reservoir physics and hydrodynamics to the latest solutions and technologies in drilling and well logging, exploration and development of hydrocarbons, increasing recovery efficiency» – says Sergei Kolbikov, co-chair of the Programme Committee of SPE 2012 Russian Oil & Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition.

According to Viktor Savelyev, co-chair of the Programme Committee of SPE 2012 Russian Oil & Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, HSE issues in the application of complicated technologies will also be a major highlight at the conference.

The papers have been submitted in one of the following categories:

- Health, Safety & Environment – Where is the value for Russian Oil and Gas Industry?
- Geology and Geophysics. New Methods – The Key to Increasing Resources
- Reservoir Engineering – Innovation and Know-How to Address EOR/IOR Methods, Reserves Estimation and Reporting
- Static and Dynamic Modeling, Integration of Seismic in Geomodeling
- Production Operations – The Role of Technology in the Optimisation for the Life of the Field and Energy Efficiency
- Facilities, Construction and Projects – From

- Строительство скважин – бурение и закачивание – проектная целесообразность, технологии и передовой опыт;
- Кадровые ресурсы для нефтегазовой отрасли XXI века – организационные возможности, структурные изменения в бизнес-процессах и уровень компетенции персонала для увеличения эффективности производства;
- Транспорт нефтегазопродуктов – традиционный и альтернативный (трубопроводы для перекачки многофазной продукции, транспортировка с морских месторождений);
- Проекты комплексного освоения месторождений – пути решения.

Подача рефератов осуществляется в электронном виде по адресу

<http://www.spe.org/russianabstracts/jsp/main.jsp>

Молодые инновационные компании получат уникальную возможность представить свои достижения в специальной зоне выставки «Инкубатор технологий». В «Инкубаторе технологий» смогут принять участие компании, которые предлагают инновационные решения, работают на рынке не более трех лет и имеют штат не более 10 человек. ©

- Smart Design to Effective Implementation
 - Well Construction – Drilling & Completion – Fit for Purpose – Design, Technology and Best Practices
 - Meeting the Needs of the 21st Century Oil and Gas Industry – Organizational Capabilities and Structural Changes in Business Processes and Competency Level to Increase Operational Excellence
 - Oil and Gas Transport – Conventional and Alternative (Multiphase Pipelines, Offshore Transportation)
 - Integrated Projects for Field Development and Production – The Way Forward.
- New innovative companies will have a unique chance to showcase their achievements in a special exhibition area «Incubator of Technologies». The «Incubator of Technologies» will accept the companies offering innovative solutions, no more than 3 years in the market, and having a staff of under 10 persons. ©

Общество инженеров нефтегазовой промышленности (SPE) является некоммерческой профессиональной ассоциацией, члены которой заняты в сфере разработки и добычи энергоресурсов. SPE объединяет более 97 000 членов из 118 стран мира. SPE является признанным источником технической информации в области разведки и добычи нефти и газа и предоставляет свои услуги через публикации, конференции, технические семинары, форумы и веб-сайт **www.spe.org**.

Reed Exhibitions – мировой лидер в организации мероприятий. Ежегодно в 36 странах проходят 460 выставок, организованных компанией Reed Exhibitions. Более 2700 сотрудников работают на 44 индустрии по всему миру. Уникальная сеть офисов международных продаж в 65 странах обеспечивают поддержку экспонентов на экспортных рынках. – **www.reedexpo.ru**.

Society of Petroleum Engineers (SPE) is a non-profit professional association, whose members are engaged in development and production of the energy resources. SPE has over 97,000 members from 118 countries. SPE is a reputed source of technical knowledge in petroleum exploration and production providing its services via publications, conferences, workshops, forums and the website – **www.spe.org**.

Reed Exhibitions is a world leading events organiser. Every year 470 events are held in 37 countries organized by Reed Exhibitions. Over 2,700 employees in 35 offices work for 44 industries worldwide. A unique network of international sales offices in 65 countries provides support to international exhibitors. – **www.reedexpo.ru**.



РОССИЙСКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА SPE ПО РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ 2012

16 - 18 ОКТЯБРЯ 2012

ВВЦ, ПАВИЛЬОН 75, МОСКВА, РОССИЯ

www.russianoilgas.com

Бронируйте лучшие стенды на Выставке - присоединяйтесь к ведущим компаниям отрасли! Подробности на www.russianoilgas.com

- Добавьте спонсорство мероприятия к портфелю своих маркетинговых инструментов и получите максимальное визуальное присутствие на Выставке
- Для молодых инновационных компаний разработан новый формат участия в Выставке «Инкубатор технологий» (подробности у менеджеров проекта)

Сопредседателями Исполнительного комитета конференции являются Гани Гилаев, вице-президент компании «Роснефть», и Гарри Брекельманс, исполнительный вице-президент Shell в России и Каспийском регионе

УСПЕХИ RO&G 2010 ГОДА

Краткая статистика

- Свыше 3300 участников более чем из 57 стран
- 1000 делегатов конференции
- Количество посетителей Выставки возросло на 28% по сравнению с 2008 г.

КОНТАКТЫ:

Сергей Жук,
менеджер проекта
т.: +7(495) 937 68 61*127
e: sergey.zhuk@reedexpo.ru

Наталья Яценко,
менеджер проекта
т.: +44(0) 208 910 7194
e: nataliya.yatsenko@reedexpo.co.uk

СПОНСОРЫ И ОРГАНИЗАЦИИ, ОКАЗАВШИЕ ПОДДЕРЖКУ В 2010 ГОДУ

Платиновые спонсоры

Золотой спонсор

Спонсоры

Организаторы



Schlumberger



Юрий Балакиров: «Жизнь – вечный великий учитель» Yuri Balakirov: "Life Is a Great Teacher"

*Мы открываем новую рубрику **Persona Grata**. На 21 вопрос, предложенный редакцией, будут отвечать видные деятели нефтегазового сервиса, люди, которые внесли огромный личный вклад в развитие отрасли и могут поделиться своим богатейшим жизненным опытом. Мы будем представлять наших Persona Grata – желанных гостей – прежде всего, в личностном формате, в их размышлениях о времени, которое выпало на их долю, и о судьбе, которая их вела.*

*We open a new heading **Persona Grata**. 21 questions proposed by the editorial board will be answered by the eminent figures of oil and gas service, who made a valuable personal contribution to the branch developing and can share their rich life experience. We will introduce our Persona Grata – a welcome visitor – first of all, through their personality, their reflection of the epoch they happen to live in, as well as the destiny which led them.*

Сегодня наша Persona Grata – Юрий Айрапетович Балакиров.

Окончил в 1955 году Азербайджанский институт нефти и химии, получив звание горного инженера по разработке нефтяных и газовых месторождений. До 1967 года работал на предприятиях Азербайджана.

С 1967 года был принят на работу в УкрگیпроНІИнефть в должности заведующего отделом.

С 1973 по 1997 год работал начальником отдела техники и технологии добычи нефти, газа и конденсата Института «УкрگیпроНІИнефть».

С 1997 года – вице-президент Международного научно-технического университета им. Ю.Н. Бугая (МНТУ), директор НИИ нефтегазовых инновационных технологий.

С 2004 года – начальник отдела ДП «Науканефтегаз» НАК «Нефтегаз Украины».

С 2008 года по настоящее время –



заместитель директора по науке и технике Международной компании «Юг-Нефтегаз» Private Limited.

Кандидатскую диссертацию защитил в 1962 году, докторскую – в 1977 году в Москве.

Создал научную школу: подготовил одиннадцать кандидатов наук и трех докторов наук по специальности «разработка нефтегазовых месторождений». Три кандидата наук (доктора философии) работают на месторождениях Сирии и Кубы. Два доктора наук трудятся в Китае и Сирии, остальные – в России, Беларуси, Узбекистане, Азербайджане.

С 1997 по 2001 год избирался китайским руководством заместителем редактора международного нефтегазового журнала, выходящего не только на китайском, но и на английском и русском языках.

Заслуженный деятель науки и техники. Награжден орденами и медалями, в том числе «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

Почетный нефтяник СССР и Украины.

Автор 28 книг и монографий, более 270 научно-технических статей, 98 изобретений СССР, свыше 280 патентов Украины и России.

Академик Академии горных наук Украины, Украинской нефтегазовой академии наук и Международной академии наук высшей школы. Разработанные Ю.А. Балакировым инновационные технологии внедрены на месторождениях Польши, России, Болгарии, Туркменистана, Сирии, Китая, Ирака, США и др.

Today our Persona Grata is Yuri Balakirov.

In 1955 Yuri Balakirov graduated from Azerbaijan Oil and Chemistry Institute with a diploma of Mining Engineer qualified in oil and gas fields development. Until 1967 he worked at various enterprises of Azerbaijan.

In 1967 Mr. Balakirov was employed as the Head of Department by the UkrigiproNIlneft R&D institute. From 1973 till 1997 he worked as Head of the Department of Equipment and Technology for Oil, Gas and Condensate Production at UkrigiproNIlneft R&D Institute. Since 1997 Mr. Balakirov was the Vice-President of the International Scientific and Technical University named after Y.N. Bugay (ISTU) and the Director of Research and Development Institute of Oil and Gas Innovative Technologies.

Since 2004 he occupied the

post of the Head of Department at Naukaneftgaz, a subsidiary enterprise of NJSC Naftogaz of Ukraine.

Since 2008 to present day Mr. Balakirov has been Deputy Director for science and technology of the International Company Yug-Neftegaz Private Limited.

He defended his PhD thesis in 1962 and Doctoral thesis in 1977 in Moscow.

Mr. Balakirov trained eleven PhDs and three Doctors of Science in the "Development of oil and gas fields" sphere. Three PhDs work at the oilfields of Syria and Cuba; two Doctors of Science work in China and Syria; others work in Russia, Belarus, Uzbekistan and Azerbaijan.

From 1997 till 2001 the Chinese officials kept electing Yuri Balakirov as Deputy Editor of the international oil and gas journal published in the Chinese, English and Russian languages.

Mr. Balakirov is an Honored worker of science and technology. He was awarded orders and medals including a medal "For Valiant Labor during Great Patriotic War 1941–1945" and called Honored Oil Industry Worker of the USSR and Ukraine.

Yury A. Balakirov is the author of 28 books and monographs, more than 270 research and technology articles, 98 inventions patented in the USSR, the holder of more than 280 patents granted by Ukraine and Russia.

Yury A. Balakirov is an Academician of the Academy of Mining Sciences of Ukraine, Ukrainian Oil and Gas Academy and International Higher Education Academy of Sciences. Innovative technologies developed by Mr. Balakirov were implemented at the fields of Poland, Russia, Bulgaria, Turkmenistan, Syria, China, Iraq, the USA and other countries.

Какими чертами характера должен обладать человек, чтобы стать успешным в жизни и в нефтегазовой сфере в частности?

Добычу нефти и газа (в целом углеводородов) можно сравнить с борьбой человека с силами природы. Человек всегда нацелен отнять у залежи нефть и газ, но природа, то бишь пласт, противится этому, в связи с чем специалист по добыче нефти и газа должен обладать, кроме, безусловно, знаний и опыта, еще и силой духа, терпением, мужеством, потому что на войне нужно быть как на войне. Только так мы можем отнять у природы ценное сырье. Успех в этом деле приходит, если представить себе, что пласт – это «дракон», и у него нужно отобрать сокровища – нефть или газ. Из всего этого и вырисовывается характер человека – добытчика нефти и газа.

Какие обстоятельства оказали решающее влияние на Вас при выборе профессии?

При выборе профессии большое влияние на меня оказала Великая Отечественная война, когда я, тринадцатилетний мальчуган, не бросая школу, работал вечером и ночью на военном заводе, который выпускал авиабомбы. Тогда я думал: мы выпускаем авиабомбы, но ведь они взорвутся только тогда, когда их сбросят с бомбардировщика. А для самолетов нужен бензин, нужна нефть. Тогда принял твердое решение стать нефтяником. После войны я поступил сначала в нефтяной техникум, а после в нефтяной институт.

Еще одним фактором, предопределившим мой выбор профессии, стали мои братья. Старший брат Сергей Балакиров – инженер-энергетик

What character traits are obligatory for a person who wants to be successful in his life, as well as in oil and gas business?

Oil and gas production (hydrocarbons in general) can be compared with human struggle against natural forces. A man is aimed at taking oil and gas away from the deposit, but nature, i.e. the deposit, resists the human intention, that's why a specialist in oil and gas production must have not only knowledge and experience but an absolute fortitude, patience and courage as well, because business is business. This is the only way to take precious materials from nature. You'll achieve a success, if you imagine that oil reservoir is a dragon and you have to take his treasures – oil and gas – away from him. All these facts draw a character of oil and gas producer.

What factors made a decisive influence upon your career choice?

The Great Patriotic War influenced greatly on my choice of occupation. At that time I was a 13-year-old schoolboy and in the evenings worked at a military factory which produced aerial bombs. Then I thought: we produce aerial bombs, but they will explode only when they are thrown from the aircraft. However aircraft need gasoline, they need oil. Then I made a firm decision to become an oil industry worker. After the war I entered an oil technical school and afterwards an oil institute.

Another factor which predetermined my choice was my brother and cousin. My elder brother Sergey Balakirov was a power engineer (his first qualification) and a mechanical engineer, later an officer in charge of acceptance of domestic and foreign tanks during the war. My cousin Aram Oganov (the Hero of the Soviet Union, awarded with the Golden Star and Order

(первая профессия) и инженер-механик, впоследствии – офицер по приемке танков отечественного и иностранного производства во время войны. Второй, двоюродный брат Оганов Арам Михайлович (Герой Советского Союза, награжден Золотой Звездой и орденом Ленина) был опытным капитаном, в течение 23 лет ходившим на огромных судах «Александр Пушкин» и «Михаил Лермонтов», которые были зафрахтованы США, Англией, Японией для перевозки туристов. В 60-е годы ему было поручено возглавить караван судов, транспортирующих груз хлеба и продуктов голодающим странам. Беседы с ним о море приводили меня всегда в восхищение, и я стал задумываться о профессии морского нефтяника. Мои мечты воплотились в реальность в 1962 году, когда я был переведен в объединение «Главморнефть» и возглавил цех научно-исследовательских работ (ЦНИПР) на месторождении Песчаное море.

О чем Вы больше всего мечтали в детстве?

Ох, эти детские мечты, как бегущие облака перед дождем. О чем только не мечтал!

Хотел быть писателем, изобретателем, даже артистом. В 1942 году я умудрился роман Гончарова инсценировать, т.е. превратить в пьесу (делал это в школьной тетради из грубой бумаги) – вроде получилось, но я никому этого не показывал, естественно, стеснялся.

Когда стал работать на нефтяном промысле сначала мастером по добыче нефти, затем инженером по эксплуатации, то изобрел установку для исследования насосных и фонтанных скважин. И дальше, как говорят, пошло-поехало, открылись шлюзы и хлынули изобретения, статьи, технологические инновации, патенты, и даже прозаические рассказы, очерки и др.

В 1962 году защитил кандидатскую диссертацию, в 1977 году –



of Lenin) was an experienced captain who for 23 years had been sailing big vessels 'Alexander Pushkin' and 'Mikhail Lermontov' chartered by the United States, Britain and Japan for transportation of tourists. In the 60-s he was charged to become the leader of convoy bringing grain and other food to the starving countries.

I always enjoyed our talks about the sea and started thinking about a career in sea oil industry. My dreams came true in 1962 when I was transferred to Glavmorneft association and became the head of the research department at the Peschanoeoilfield .

What did you dream about best of all in your childhood?

Oh, these childhood dreams, running like clouds before the rain. I dreamed of so many things!

I wanted to be a writer, an inventor, even an actor. In 1942 I managed to adapt for stage a novel by Goncharov, i.e. convert it into the play (I did it on the coarse pages of my school copybook out) - the result seemed to turn out good. But I showed it to nobody, of course, I felt shy.

When I started my career in the oilfield firstly as an oil production foreman, then a field engineer, I invented an installation for exploring jack wells and flow wells. Afterwards things began to take off, the inventions, articles, innovations, patents, even prose works and essays gushed as water from the locks.

In 1962 I defended my PhD thesis, in 1977 – the doctoral thesis at VNIIneft (Moscow).

Which event of your youth do you remember as the brightest one?

The Great Patriotic War of 1941-1945, when I had to visit hospitals with propaganda teams, meet wounded soldiers of the Soviet Army. We read them poems, letters from home, sang their favorite songs with them, read articles from the newspapers with the reports from battlefield, were on duty at the bedside of badly wounded soldiers, wrote letters for those who couldn't do it themselves. I also remember night shifts at the munitions factory and many other things.

докторскую диссертацию во ВНИИнефти (Москва).

Какое событие Вашей юности Вы вспоминаете как самое яркое?

Великую Отечественную войну 1941–1945 годов, когда пришлось в составе агитбригад посещать госпитали, встречаться с ранеными бойцами Советской армии. Мы читали им стихи, письма, пришедшие из родного дома, вместе с ними пели любимые песни, читали вырезки из газет о сводках с полей битвы, дежурили у постелей тяжелораненых, писали письма за тех, кто не мог их писать сам... Вспоминаются также ночные рабочие смены на военном заводе и многое другое.

Вы хорошо знаете свою родословную?

Довольно неплохо. Отец происходил из рабоче-крестьянского сословия, а мать из мещан, дальняя родственница известной писательницы Мариэтты Шагинян, современницы и соратницы классика советской литературы Максима Горького.

Чьим мнением Вы дорожили и дорожите больше всего в своей работе?

Прежде всего мнением своих родителей, братьев, которые уже умерли, учителей и наставников по жизни, мнением своих коллег, ветеранов войны и труда, а также всех тех, с кем приходилось встречаться и жить, даже тех, с кем имел только мимолетные встречи. Жизнь есть жизнь, и она у нас – вечный великий учитель, великий советник. И поэтому только она является главным собирательным источником нашего становления и бытия.

Что Вам легче – подняться в 6 часов утра или лечь спать в 4?

В период творческого возбуждения я могу быть и жаворонком, и совой.

Будь Вы главой государства, что сделали бы в первую очередь?

Потребовал бы от доверенного мне народа выполнения всех законов и норм честной, справедливой жизни и старался бы всегда быть полезным обществу и государству.

Как часто и по какому поводу Вы бываете недовольны собой?

Всегда недоволен собой, если понял, что сделал не так, как мог бы, что мог бы сделать лучше. Мне кажется, что это хроническая болезнь всех творцов.

В каких человеческих слабостях Вы не можете себе отказать?

В доброте, справедливости.

Do you know your background well?

Quite well. My father descended from workers and peasants, my mother came from petty bourgeoisie. She was a remote kinswoman of the famous writer Marietta Shaginyan, a contemporary and a comrade of Maxim Gorky, the Soviet literature classic.

Whose opinion is the most valuable for you in your work?

First of all, it's the opinion of my parents, my brothers, who have already died, teachers and tutors, it's the opinion of my colleagues, veterans of war and labor, as well as the opinion of everybody whom I met and lived with, even for a short period of time. Life is life and it's a great eternal teacher, great advisor. That's why only life is the main collective source of our formation and reality.

What's easier for you – to get up at 6 o'clock in the morning or go to bed at 4?

In the period of creative excitement I can choose to be a skylark or a night owl.

If you were the head of state, what would you do first of all?

I'd demand from people under my rule to abide by all laws and principles of honest, just life and I'd try to be useful for the state and society.

How often and why do you feel annoyed with yourself?

I'm always displeased with myself, if I see, that I've done something worse than I could, if I see, that I could have done better. I guess it's a chronic disease of all creators.

What human foibles can't you abnegate for yourself?

Kindness, justice.

For what purpose could you spare a million?

For helping those who are bedridden or gravely ill, especially children. I'd spare part of the money for some vocational and training schools preparing workers for various fields of industry: metalworkers, turners, plumbing specialists, fitters, etc. I'd allocate the rest of money for helping mothers with many children.

How do you spend your vacation?

Practically without any system, and I usually work without vacations. For instance, from 2000 to 2011 I didn't have vacations at all, although I often felt tired. Though, that was due to my trips abroad for introduction of newly developed innovative technologies in the field of oil and gas production.

What can't be forgiven even among the best friends?

Treachery.

The happiest day in your life.

There were many of them: release of a new book, receipt

На что Вам не жаль было бы потратить миллион?

На помощь прикованным к постели, тяжелобольным людям, особенно детям. Часть денег выделил бы некоторым колледжам для обучения специалистов – рабочих для различных отраслей промышленности: слесарей, токарей, сантехников, арматурщиков и др. Оставшуюся часть денег выделил бы для оказания помощи многодетным матерям.

Как Вы проводите свой отпуск?

Практически бессистемно и чаще всего работаю без отпусков. Например, с 2000 по 2011 год вообще не был в отпуске, хотя часто ощущал усталость. Правда, этому были другие причины: выезды в зарубежные страны для внедрения разработанных инновационных технологий в области добычи нефти и газа.

Чего нельзя простить даже лучшим друзьям?

Предательства.

Самый счастливый день в Вашей жизни.

Их было много: выход новой книги, получение патента на изобретение; успешная защита кандидатской диссертации моей дочери Светланы в престижном Национальном университете Украины им. Т. Шевченко.

Ваш идеал женщины.

Моя женщина должна обладать прежде всего душевной красотой, но я ценю также внешнюю красоту и привлекательность. Она должна быть скромной, преданной, уметь хранить верность, ценить дружбу, быть хорошей матерью для детей. Быть женщиной из классических романов Тургенева, Чехова, Толстого.

Можете ли назвать то место на Земле, которое Вам милее всего?

Моя родина Баку, а теперь Киев, столица Украины.



of patent for invention; successful defense of the candidate thesis by my daughter Svetlana in the prestigious Shevchenko National University of Ukraine.

Your ideal of a woman.

My woman must have, first of all, the beauty of mind, but I also value external beauty and attractiveness. She must be modest, devoted and loyal, appreciate friendship and be a good mother for children. She must be a woman from the classical novels by Turgenev, Chekhov, Tolstoy.

What place on the Earth is the dearest for you?

My native city Baku and now Kiev, the capital of Ukraine.

Which animal do you prefer at home – a cat or a dog?

I'd like to have a dog, because it's the most loyal creature in the world. But unfortunately my wife always objected to this idea. Recently I have been watching the following scene for a few days in a row. There was a little sad dog sitting at the tram stop and waiting for somebody. Apparently somebody betrayed it, left to the mercy of fate...

What are you doing when in impaired mood?

I sit down quietly into the armchair and think over things. In these minutes I retire into myself, I see and hear nobody. I analyze events of the recent days, what was good and what went wrong. For some reason in these moments I feel a desire to create something new. In these minutes everybody at home avoids disturbing me.

What do you feel among people who are younger than you are?

You can't yield to the past years; you have not got old yet, if you still wish to create something new and go forward. "Then create, my dear, perhaps something will come out" – I say to myself.

What would you become, if you could start everything from the beginning?

I'd repeat every step. I never regret the way I've chosen.

Кого Вы предпочитаете держать в доме – кошку или собаку?

Я хотел держать в доме собаку, ведь собака – самое преданное существо на свете. Но, к сожалению, супруга всегда возражала против этого. Недавно несколько дней подряд наблюдал такую сцену. На остановке трамвая утром и вечером понуро сидела небольшая собачка и кого-то ждала; видно, кто-то ее предал, бросил на произвол судьбы...

Когда у Вас плохое настроение, что Вы делаете?

Тихо сажусь в кресло и размышляю. В эти минуты я как бы «ухожу в себя», ничего не слышу и не вижу. Анализирую события последних дней: что было хорошо, и что было плохо. Почему-то в эти часы у меня возникает желание что-то создать, что-то сотворить новое. В доме в такие минуты меня стараются не тревожить.

Что Вы чувствуете в обществе людей моложе Вас?

Нельзя сдаваться прожитым годам; а ведь я еще не постарел, если в душе осталось желание создавать новое и идти вперед. «Ну тогда твори, дорогой, может, что-то и получится», – говорю я сам себе.

Кем бы Вы стали, появись возможность начать все сначала?

Повторил бы все сначала. Никогда не жалел о пройденном мной пути.

У кого конкретно и что именно Вы спросили бы в первую очередь, будь у вас такая возможность – пообщаться с самыми интересными личностями всех времен и народов?

Со многими хотел бы встретиться, с моими учителями и наставниками, но, к сожалению, их уже нет в живых...

Очень хотел бы встретиться с Юрием Федоровичем Макогоном, основоположником и пионером научных и производственных работ по использованию метана газогидратных месторождений. Эта проблема меня очень интересует и волнует, потому что Украине не хватает собственной добычи углеводородов для покрытия потребностей промышленности и населения. Ю.Ф. Макогон в настоящее время проживает в США, он профессор нефтяного университета Хьюстона. С ним я с удовольствием бы обсудил проблемы добычи метана из морских и сухопутных газогидратных месторождений и поделился своими задумками и достижениями. ☺

Whom would you choose and what would you ask first of all, if you could talk to the most interesting persons in the human history?

I'd like to meet many people, my teachers and tutors, but unfortunately they have gone already...

I'd like to meet Yuri Makogon, the founder and pioneer of the scientific and industrial works dedicated to the use of methane from gas-hydrate fields. This problem is very interesting and exciting for me, because Ukraine is short of its own production of hydrocarbons for the needs of industry and population. At the present time Yuri Makogon lives in the USA, he is a professor at the Oil University of Houston. It would be a great pleasure for me to discuss with him the problems of methane production from marine and land gas-hydrate fields and share my ideas and achievements. ☺

**На фото:
In photos:**

1. Ирак, 1980 год
Iraq, 1980
2. Ирак, 1980 год
Iraq, 1980
3. Ирак, 1980 год. Слева направо: Ю.А. Балакиров, В.К. Мельничук, директор Украинского нефтегазового института, В.В. Лазюк, главный инженер НГДУ «Черниговнефтегаз»
Iraq, 1980. From left to right: Y.A. Balakirov, V.K. Melnichuk, director of the Ukrainian oil and gas institute, V.V. Lazyuk, chief engineer of oil and gas production administration Chernigovneftegas
4. Встреча с Раулем Кастро, 1986 год, Куба
Meeting with Raul Castro, 1986, Cuba
5. Чжунъюаньское нефтегазовое месторождение, провинция Хенан, Китай
Zhun yuan oil and gas field, province Henan, China
6. В библиотеке Чжунъюаньского нефтегазового управления, провинция Хенан, Китай
In the library of Zhun yuan oil and gas administration, province Henan, China
7. Праздник по случаю 20-летия Чжунъюаньского нефтегазового месторождения, провинция Хенан, Китай
Holiday on occasion of the 20th anniversary of Zhun yuan oil and gas field, province Henan, China
8. Представитель китайской делегации Чжунъюаньского нефтегазового управления в Украине, в центре – главный геолог НГДУ «Черниговнефтегаз»
Representative of the Chinese delegation from Zhun yuan oil and gas administration in Ukraine, in the centre – chief geologist of oil and gas production administration Chernigovneftegas
9. Чжунъюаньское нефтегазовое управление, провинция Хенан, Китай
Zhun yuan oil and gas administration, province Henan, China
10. На промысле, Китай
In the oilfield, China
11. На развалинах Южной Пальмиры, Сирия
On the ruins of Southern Palmyra, Syria

БУДУЩЕЕ РЕДКО БЫВАЕТ ТАКИМ, КАКИМ ОНО ВИДИТСЯ

Рубрика «Альфа – омега» – своеобразный журнал в журнале «Время колтюбинга». За два с половиной года вышло уже десять выпусков! Материалы, которые мы публикуем в этой рубрике, на первый взгляд, не имеют отношения к основной тематике журнала. Но только на первый, потому что наши внимательные и вдумчивые читатели стремятся получать разнообразную информацию. Наши опросы и беседы показывают, что рубрика вызывает большой интерес, потому что в ее фокусе неизменно оказываются самые передовые идеи современных мыслителей, которые пытаются построить «дорожные карты» будущего, распознать его неясно проступающие из тумана времени контуры. Их выводы и прогнозы иногда кажутся спорными или даже противоречивыми, но они не оставляют вдумчивого читателя равнодушным. И мы приглашаем вас, дорогие читатели, делиться своими мыслями в дискуссии на форуме на www.cttimes.org.

Сегодняшний наш выпуск посвящен исследованиям известного американского социолога Марка Пенна, автора книги «Микротенденции. Маленькие изменения, приводящие к большим переменам» (Microtrends: The Small Forces Behind Today's Big Changes), ставшей бестселлером во многих странах мира, прежде всего тех, где живет «золотой миллиард».

Марк Пенн в течение ряда лет занимал пост советника президента США и по долгу службы исколесил всю страну. Как человек наблюдательный, он стал обращать внимание на, казалось бы, незаметные тенденции, неочевидные процессы, которые развиваются и укрепляются в современном американском обществе. Собранный обширный материал был тщательным образом систематизирован. В результате получились «Микротенденции» – собрание кристалликов тех самых мелких перемен, из которых и кристаллизуется будущее. Понятно, что автор начинал с исследований электората. Главным открытием президентской кампании 1996 года стала социальная группа, которую Марк Пенн назвал «матери футболистов» – женщины из городских предместий, вынужденные делить свою занятость между работой и детьми. Приняв во внимание то, что избиратели терпеть не могут, когда на них пытаются повлиять, однако легко симпатизируют тем политикам, которые обещают что-то детям избирателей, демократы одержали победу. Вот так, казалось бы, небольшие наблюдения при правильном осмыслении и применении бывают способны изменить ход истории. А любовь к мелочам и внимание к цифрам помогают дойти до сути явлений – в этом, кстати, и заключается секрет политического (и не только) успеха.

В социологической концепции Пенна микротенденция – это тенденция, захватившая

один процент населения страны. Именно такая, казалось бы, минимальная единица измерения, по мнению автора, является значимой при анализе и прогнозировании путей развития всего общества. Поэтому социолог не должен оставлять без внимания, например, такие тенденции, как если вдруг один процент населения стал предпочитать гостевой брак традиционному или неистово увлекся ручным вязанием на спицах... Такие микротенденции не только отражают способы поведения людей, но и формируют новые рынки: ведь при регулярно-раздельной жизни супруги будут использовать два набора кухонной посуды и бытовой техники, а при интересе к вязанию разнообразная пряжа, спицы и прочие аксессуары для рукоделия будут хорошо продаваться. Кстати, гостевой брак сегодня становится уже не микротенденцией, а нормой – в США сегодня таких семей не один процент, а одна треть.

Всего микротенденций автор выделяет 75, именно столько в книге разделов. Своеобразная «Таблица Пенна» (по аналогии с таблицей Менделеева) формирует из разделов пятнадцать категорий. В первой собраны микротенденции, касающиеся любви, секса и взаимоотношений между полами, вторая посвящена трудовым отношениям, в третьей речь идет о религиях, расах и национальностях, в четвертой – о заботах о теле и здоровом образе жизни, пятая исследует современную семью... Не остались без внимания также политика; подростки; еда, напитки и диеты; стиль жизни; социальные классы; внешний вид; мода; досуг; развлечения; образование; международные тенденции...

Какие же необычные тенденции, незаметно подтачивающие вековые устои, заметил Пенн? Перечислим лишь некоторые из них. Оказывается, современные мужчины уделяют семье и детям больше времени, чем работе, а женщины, напротив, с головой уходят в бизнес и превыше всего ценят успешную карьеру. Но при этом появляется все больше поздних геев, а многие зрелые женщины предпочитают встречаться с мужчинами значительно моложе себя. Но молодежь не стремится к ранним бракам, предпочитая заводить семью только после 30 лет. Пенсионеры, не имеющие финансовых проблем, продолжают активно работать, так что ставится под сомнение целесообразность пенсионных реформ, а подростковое предпринимательство, с одной стороны, дает более дешевые и практичные продукты, но, с другой, рушит систему корпоративных отношений, какой мы знаем ее сегодня. Маятниковые мигранты, надомные работники, вьетнамские бизнесмены, образованные террористы, левши, «солнцenenавистники», малоспящие – все они стали героями социологических эссе, из которых собрана книга Пенна. И хотя микротенденции автор выявил

в Соединенных Штатах, после каждой части он дает кратенький статистический обзор с подзаголовком «Ситуация в мире». Это придает труду Пенна еще большую универсальность, потому что мы живем на одной планете, и макротенденция глобализации

делает отмеченные социологом микротенденции всеобщими, всечеловеческими. И если мы еще не заметили их рядом с собой сегодня, то обязательно заметим завтра, когда они станут оказывать влияние и на нашу жизнь.

THE FUTURE RARELY TURNS OUT AS PREDICTED

The Alpha-Omega column is a journal of its own within the frame of the Coiled Tubing Time project. Over the recent 30 months it has seen ten issues! The articles published in this column may seem beyond the area of interest of our journal. However, this statement is true only at first sight, as our thoughtful and serious-minded readers strive for information variety. Our surveys and discussions prove that the column draws lively interest due to being consistent in placing emphasis on the progressive ideas of the present-day thinkers who draw the 'road maps' for future and try to make out its blurred image lingering ahead. Their conclusions and forecasts, however disputable and controversial, never fail to affect a thoughtful reader. We invite our dear readers to share their opinions in the forum discussions at www.cttimes.org.

Our present issue is dedicated to the research work carried out by Mark Penn, a renowned American sociologist, the author of 'Microtrends: The Small Forces Behind Today's Big Changes', which has become a bestseller throughout the world, chiefly in the countries of the 'golden billion'.

Over a period of years, Mark Penn held the post of the adviser to the USA President and, duty-bound, travelled through the length and breadth of the country. Due to his power of observation he took notice of the seemingly inconspicuous trends and low-key processes unfolding and building up in the contemporary American society. A comprehensive range of the data collected was meticulously classified resulting in the 'Microtrends' which reflect the grains of changes that crystallize into our future. It seems natural that the author started his investigation with the electorate. The breakthrough discovery of the 1996 election campaign was a social group called by Mark Penn 'Soccer Moms' – busy suburban women devoted to their jobs and their kids. The Democrats won because they realized that voters who resent being brainwashed easily fall for the politicians who offer prospects for the voters' children. This is how observations that look insignificant may, if properly interpreted and used, change the course of history. Love for details and due regard to figures help to come to the core of the matter, thus becoming the key to success in politics (as well as anywhere else).

According to Penn's sociological concept, a microtrend is a trend involving as little as 1 percent of the population. The author considers this quantity the minimum measurement unit relevant for the purpose of analyzing and forecasting the society development options. That is

why a sociologist should not ignore such trends, whether it is preference that one percent of population gives to guest marriage over traditional one, or a sudden obsession with knitting... Such microtrends both reflect the modes of human behavior and make the market: a couple that lives apart will use two sets of kitchenware and household appliances, while knitting obsession will boost the demand for yarn, knitting needles and other knitting accessories. Meanwhile, guest marriage is now outgrowing its microtrend dimensions acquiring the status of a typical pattern, with one third of American families following it.

On the whole, the author specifies 75 microtrends, his book including the same number of sections. The so-called 'Penn's Table' (by analogy with Mendeleev's periodic table) distributes the sections into fifteen categories. The first category covers the microtrends related to love, sex and relationships, the second one is dealing with work life, the third category addresses the issues of race and religion, the fourth one looks into health and wellness, the fifth one studies the modern family life... Regard is also paid to the politics, teenagers, food, drink and diet, lifestyle, social classes, looks and fashion, leisure and entertainment, education, international trends, etc.

What are the trends determined by Penn as undermining the foundations of the ages? Let us enumerate a few of them. It turns out that modern men devote more time to their families and children than to work, while women plunge into business and place their careers above all. The number of late-breaking gays is growing; many mature women prefer dating with younger men. Young people avoid early marriages choosing to start a family in their thirties. The retired with no financial problems continue active working life, which makes the pension reform disputable; teen entrepreneurship, on the one hand, makes production cheaper and more efficient, but on the other hand, destroys the currently existing system of corporate relations. Extreme commuters, stay-at-home workers, Vietnamese entrepreneurs, educated terrorists, southpaws, sun-haters, 30-winkers – all of them have become the characters of the sociological essays comprising Penn's book. Although the microtrends were revealed by the author in the USA, he finishes each chapter with a brief statistical survey entitled 'The International Picture'. This gives a universal touch to Penn's work, for we all inhabit one planet and the macrotrend of globalization renders all the microtrends identified by the scientist as general and panhuman. We may not have noticed them yet, but we are sure to get sight of them tomorrow due to the impact they have on our life.



Марк Пенн

Микротенденции. Заключение

(В сокращении)

Когда греческие философы впервые попытались объяснить естественные изменения в мире, они зашли в тупик, пока Демокрит примерно в 460 году до н.э. не предположил, что мир состоит из атомов, мельчайших дискретных частиц, сочетание которых определяет состояние и характеристики вещества. Многие не соглашались, его главным критиком был сам Аристотель. Но со временем оказалось, что Демокрит был прав. На самом деле даже самые прочные материалы состоят из миллиардов невидимых атомов, которые определяют их особенности.

Каждый старшеклассник знает, что достаточно лишь немного изменить состав атомов, чтобы в огромной степени повлиять на прочность стали, сияние бриллиантов или радиоактивность обогащенного урана. Эту аналогию можно применить к теории микротенденций: наша современная культура все больше становится продуктом того, что я называю социальными атомами – мелкими тенденциями, отражающими изменение привычек и предпочтений общества. Часто их трудно определить, но я попытался предоставить своего рода «периодическую систему» тенденций в основных областях повседневной жизни. Очень незначительные изменения в составе социальных атомов



приводят к глубоким переменам на карте мира и в характере нашего общества.

Сегодня большинство людей делают выводы подобно Аристотелю: оценивают события в их целостности с собственной точки зрения. Но в отличие от Аристотеля они видят лес, но не замечают деревья. Особенно в сегодняшнем суматошном мире люди все чаще принимают решения, руководствуясь личным мнением, а не фактами, лежащими в основе событий, которые воспринимаются ими с большим трудом. Простая истина заключается в том, что чаще всего мы не можем видеть истинные движущие силы общества, кроме как с помощью статистических данных, и тем не менее считаем, что понимаем их, исходя лишь из весьма ограниченной личной точки зрения. Следовательно, общепринятое мнение всегда было весьма догматичным и крайне неправильным.

Я указал путь, представив в этой книге семьдесят пять тенденций, я попытался показать, как с помощью фактов и цифр можно увидеть чуть ли не «параллельный мир», скрытый в повседневной жизни, но тем не менее существующий рядом с вами. Почти все данные, приведенные в этой книге, взяты из открытых источников, которыми может воспользоваться каждый желающий. Вообще-то нужно чаще обращать внимание на цифры. Они являются ключевым фактором в понимании текущих изменений в обществе.

Все мы подвергаемся существенным и противоречивым переменам: американцы в массе своей значительно постарели и в то же время работают больше, они стремятся к здоровому образу жизни, но одновременно страдают невиданным ранее ожирением и потребляют громадный объем кофеина, а также все чаще обсуждают внешность, стиль



и личную жизнь политиков, несмотря на то, что стали более образованными.

Сам мир претерпевает некоторые парадоксальные перемены. По мере того как наука играет все более важную роль, мы наблюдаем подъем религии; когда побеждают экономические свободы и капитализм, сдают позиции демократия и права человека; в государствах, в наибольшей степени поддерживающих рождаемость, отмечается самое значительное сокращение населения.

Некоторые крупные очевидные тенденции касаются большинства людей. Но все чаще мир формируется под влиянием ряда мощных сил, скрытых под самой поверхностью происходящего. Эти силы являются корневой системой ожидаемых изменений. Они объясняют, почему становятся нетерпимыми войны и конфликты, почему неудержимо растет стремление к экономической свободе и почему сегодня мы становимся свидетелями признания стиля жизни и браков, которые тысячи лет отвергались и считались неприемлемыми.

Все движения зарождаются в небольших группах людей, преданных идее, страстно увлеченных ею. Именно поэтому очень важно обратить внимание на модели организаций типа «Аль-Каида» и число потенциальных новообращенных террористов. Победившие движения не обязательно движения большинства, так как ими движет напористость и энергичные, настойчивые усилия. Скрытые микротенденции могут быть причиной изменений в мире, ибо в них заключена магия 1-процентного порогового значения.

Многие тенденции, рассмотренные в этой книге, на первый взгляд кажутся легкомысленными, но почти все имеют под собой серьезную основу. Просемитизм может

показаться забавным в свете многочисленных анекдотов о евреях, но он символизирует крушение тысячелетних барьеров. Тенденция заводить не детей, а домашних животных может привести к увеличению продаж шелковых кроваток для собачек, но она также в корне меняет отношение людей к животным и их лечению. Солнцenenавистники на пляже могут выглядеть глупо в брюках и рубашках с длинными рукавами, но они способны трансформировать наше отношение к отдыху на свежем воздухе и окружающей среде. Если люди начинают сами себя лечить, их останется немного, потому что ошибка в диагнозе будет стоить им жизни.

Интерес молодых людей к таким вещам, как вязание, возможно, означает возвращение к истокам, потому что они получают шанс что-то сделать своими руками. А их стремление стать снайперами может привести к новому виду преступлений. А может быть, эта тенденция изменит наши взгляды на способы ведения боевых действий?

А при наличии «магнатов-старшекласников», с одной стороны, и «работающих пенсионеров» – с другой, становится ясно, что, несмотря на все разговоры о бесценном времяпрепровождении с семьей и детьми, американцев всех возрастов больше привлекает работа. Отсюда взрывной рост числа одиноких семей.

Хотя в мире наблюдается повышение интереса к религии, люди тянутся к мелким церквям и новым религиозным сектам. Некоторые традиционные религии стараются придать себе современный характер, реформируя доктрины и приглашая к кафедрам женщин. Другие пытаются укрепить старые традиции. Наверное, ни в какой другой области нет таких противоречивых и стремительно развивающихся микротенденций,

как сегодня в религии. Но это предполагает, что мы видим зачатки роста: все больше людей будут не слишком тесно связывать себя с религией, а стойкие приверженцы той или иной церкви будут укрепляться в вере. Нам следует особенно внимательно наблюдать за развитием необычных культов, а также сохранять на прежнем уровне разделение церкви и государства.

А в политике мы замечаем, как создаются хрупкие коалиции в демократической и республиканской партиях и как укрепляются и становятся все более непреклонными взгляды политиков.

Во многих критических областях мы отмечаем усиление центробежных сил, а влияние микротенденций лишь ускоряет фрагментацию. Социальные группы по-новому выражают свою индивидуальность, делая акцент на религии, политике, массовой культуре и структуре семьи.

Вторая сторона разукрупнения общества в том, что будет усиливаться поддержка толерантности. Если выбор отдельного человека становится для нас все более важным, то это в той же мере относится к правам меньшинств.

Главный тезис книги – общество меняется, но изменения воспринимаются или понимаются немногими. От большинства наблюдателей, фокусирующихся только на основных тенденциях, достигающих «переломной точки», ускользает следующий факт: сегодня тенденция не обязательно должна доходить до этой точки, чтобы считаться наличествующей и заключать в себе высокий потенциал воздействия на общество.

Многие международные тенденции, которые я обрисовал, показывают, что любое общество восприимчиво к новому диапазону свободы выбора. Предприниматели во Вьетнаме и художники в Китае



Микроадресация станет доминирующим средством рекламы и маркетинга, которое заменит одностороннюю подачу по телевидению и радио.

меняют характер и имидж своих стран. Быстро развивающиеся микротенденции, проявляющиеся в новом экономическом или художественном самовыражении этих стран, в огромной степени влияют на каждого человека в обществе по мере того, как все больше людей ищет самовыражения в этих или других инновационных формах.

Современный период отличается не тем, что социальных фракций стало гораздо больше, а тем, что они делятся по линии индивидуальных предпочтений, а не обстоятельств, как на скачках, или состоятельности, как при владении землей. Мы разделены так, как никакая другая здоровая демократия, но по иным линиям разлома, относящимся к индивидуальной свободе выбора. И тем не менее в результате мы имеем более тесное сообщество.

Микроадресация станет доминирующим средством рекламы и маркетинга, которое заменит одностороннюю подачу по телевидению и радио. Именно поэтому фирмы, рекламирующие по интернету, получают огромные прибыли от продаж – их реклама и маркетинг все более персонифицируются. Будут индивидуализированы все подходящие для этого средства общения, что приведет к гигантскому расширению индустрии персональной связи, ориентированной на рекламирование нужных продуктов в нужной рыночной нише. Крупные интернет-компании собирают огромный объем личных данных, которые могут использоваться для создания

маркетинговых кампаний будущего.

Индивидуальный выбор достигает также своего максимума в общественной жизни, ибо увеличение свободы выбора означает расширение возможностей для поиска партнера и потенциального супруга или супруги. Никогда в истории индивид не мог столь непринужденно выйти за пределы своего социального круга, чтобы найти партнера. Сочетание служебных романов и онлайн-общения может разрушить любую кастовую систему и создать новые формы матримониальной мобильности.

Расширение структуры выбора очевидно: более разнообразная работа, чувство личной удовлетворенности, новые семейные образования, более высокая социальная, экономическая и физическая мобильность, более широкий круг друзей и знакомых, более глубокая вовлеченность в проблемы общества.

Следующее поколение рабочих будет более образованным и технологически подготовленным, однако их будет труднее удовлетворить, если не будут выработаны новые подходы, отвечающие их ожиданиям неограниченного личного выбора. Для служащих необходимо будет устанавливать микроориентиры практически с первого дня работы и выбирать для них соответствующих наставников, методы мотивации и программы поддержки лояльности.

Очевидно, что во многих областях противоречивые тенденции продолжают создавать обширные рынки по обе стороны диапазона. Здоровая пицца будет существовать бок о бок со вкусными, но не совсем полезными продуктами. Больше внимание к детям будет

уживаться с увеличением числа семей, сосредоточенных на самореализации. Будет расти напряжение между религиями и антиклерикализмом. Хотя матери будут оставаться центром семейной жизни, новые отношения детей с отцами, включая пожилых и разведенных отцов, могут наконец получить признание рынка.

В основе идеи микротенденций лежит тот факт, что очень редко существует единственно верное решение: похожие люди делают разный выбор, формируя тем самым две полностью противоречащие друг другу тенденции. И тем не менее оба решения могут быть абсолютно рациональными. Даже те, кто выбирают самый неразумный путь, терроризм, основывают свое решение на тщательном изучении ситуации и глубокой вере. Люди с большим объемом внимания тоже не принимают внезапных решений, они обдумывают их

В основе идеи микротенденций лежит тот факт, что очень редко существует единственно верное решение: похожие люди делают разный выбор, формируя тем самым две полностью противоречащие друг другу тенденции.

глубоко и серьезно.

Будущее редко бывает таким, каким оно видится. Причина этому в том, что большинство предсказаний основано на общепринятой точке зрения и на крупных, легко выявляемых тенденциях, например, на расширении глобальной экономики. Но если копнуть поглубже, можно увидеть изобилие менее заметных, трудноопределимых событий, которые в действительности являются силами, несущими завтрашние перемены. ☉



Mark Penn

Microtrending. Conclusion

(Abridged)

When Greek philosophers first tried to explain natural change in the world, they were stumped until Democritus, in about 460 BC, proposed the theory that the world was made up of atoms—small but distinct particles whose mix determined the state and character of matter. Many disagreed; even Aristotle was his chief critic. But over time, Democritus was proven right. In fact, even the most solid mass turns out to be made of billions of invisible atoms that determine its character.

As any high school student knows, change the mix of atoms just slightly and you will get profound effects on the strength of steel, the shine of diamonds, or the radioactivity of enriched uranium. This analogy reflects the underlying theory of Microtrends – our culture today is increasingly the product of what I have identified as societal atoms – small trends that reflect changing habits and choices. They are often hard to identify, but I have tried to provide a kind of periodic table of trends in the major areas of everyday life. Very slight changes in the mix of the cultural atoms will trigger profound changes in the shape of our globe and the character of our society.

Most people today make judgments much more as Aristotle did – looking holistically at events from their own point of view. But unlike Aristotle, they often claim to see the forest without having truly examined the trees. And especially in today's



world of the quick post, they increasingly make judgments based on their own worldview rather than the underlying facts, which they view as hard to determine. The simple truth is that most of the time we can't see the true patterns of people's lives, except through statistics, and yet we claim to understand them based instead on our own limited viewpoints. The tendency then is for conventional wisdom to be both very dogmatic and very wrong.

I have given you a head start with the seventy-five in this book, I have tried to show how by focusing on the facts and the numbers, you can see almost a parallel universe – generally hidden, and yet staring us right in the face. Almost everything in the book has come from publicly available sources; it's all out there for anyone to look at. And a look at the numbers suggests that more people should look at the numbers more often. They are the tea leaves for understanding the changes in society.

We are undergoing massive change in contradictory ways – a society that is fundamentally older, yet working more; a society that is striving to be healthier, and yet has never had higher obesity or caffeine consumption; a society that is increasingly discussing politicians' style and personality, and yet is more educated than ever before.

And the world itself is undergoing some very counterintuitive changes: As science becomes more important, we have had a rise in religion; as economic freedom and capitalism are winning out, democracy and human rights are lagging; societies that give the greatest encouragement to childbearing are showing some of the greatest population declines.

Some trends are big and obvious, and affect most of us. But more and more, what is shaping the world is a series of powerful desires and forces that are hidden, operating just under the surface. And in those forces are the seeds of unexpected



changes. They explain why the tolerance of war and conflict are on the decline; why economic freedom appears to be irrepressible; and why we are suddenly seeing acceptances of lifestyles and marriages that for

This is the magic of the 1 percent threshold, and the potential of microtrends to be at the center of changing the world.

thousands of years were bitterly opposed and blocked.

Movements get started by small groups of dedicated, intensely interested people. That is why the al Qaeda model of organization, and the focus on the number of terrorist converts, is critical. Winning movements are not necessarily majority movements, but they have drive and intensity behind them. This is the magic of the 1 percent threshold, and the potential of microtrends to be at the center of changing the world.

Many of the trends covered in this book have been fun – but almost all of them have a serious side to them. Pro-Semitism may have its funny side, what with ethnic jokes about finding a spouse who is good at making reservations, but it also represents the tumbling of thousands of years of barriers. Pets becoming the new children may drive up silk dog-bed sales, but it will also fundamentally change people's attitudes toward animals and how we treat them. Sun-Haters may look silly in their long sleeves on the beach, but they could reorient how we regard the outdoors, recreation, and environmental policy. If people are becoming their own doctors, they are going to be a handful when they encounter their real doctors, and lives are going to be

lost when these DIY Docs commit “malpractice.”

Will young people's interest in activities like knitting signal a return to some of the basics – people getting a chance to make something with their own hands? Or will their interest in becoming snipers lead to more criminal acts of cowardice? Or might it change how we look at warfare altogether?

And clearly, with High School Moguls on the one end and Working Retired on the other, people are looking to work more at both ends of their life – for all the talk of the preciousness of time with kids and family, Americans are flocking more to the rewards of work and less to the rewards of family. Hence, the explosion in the number of single households.

We are watching groups express their individuality in new ways, putting more stress on religion, politics, popular culture, and family structure.

While there is a wave of interest in religion, people around the world are gravitating toward smaller churches and newer religious sects. Some older religions are trying to modernize, reforming their doctrine and adding women to the pulpit. Others are going more traditional. Perhaps nowhere are we seeing more contradictory and swirling microtrends than in religious movements today. But it suggests that what we are seeing now is likely to grow – more and more people will be loosely affiliated with religion, and, at the same time, the intense followers will grow in devotion and influence. We have to be vigilant

in watching for the growth of offbeat cults, and also hold the line on protecting the separation between church and state.

And in politics, we are increasingly seeing how both the Democratic and the Republican parties are made up of fragile coalitions whose members are becoming more rigid and intense in their outlook.

In critical area after critical area, we are seeing the potential for greater fragmentation, and the impact of microtrends in accelerating that fragmentation. We are watching groups express their individuality in new ways, putting more stress on religion, politics, popular culture, and family structure.

The flip side of this disaggregation of society is that it will continue to increase support for tolerance.

If individual choices become more and more important to people, then minority rights become equally important to the expression of those differences.

But the central thesis of this book is that society is changing in ways that few are really appreciating or understanding. By focusing only on the major trends that reach a “tipping point,” most observers are missing the fact that you no longer have to

By focusing only on the major trends that reach a “tipping point,” most observers are missing the fact that you no longer have to reach that point to be a successful trend with a vast potential impact on society.



reach that point to be a successful trend with a vast potential impact on society.

And many of the international trends I have highlighted show that no society will be immune from the sweep of the new choices people are making. Entrepreneurs in Vietnam and artists in China are changing the character and image of these countries. Whether it is through renewed economic or artistic expression, swirling microtrends in those countries have a profound impact on everyone in those societies, as more and more people seek greater expression either in those forms or in other innovative ways.

No, what is different now is not that the factions of society are so much more numerous, but rather that they are dividing along lines of personal choice rather than circumstance, like race—or fortune, like landowning. We are at least as intensely divided as any healthy democracy has ever been, but along new fault lines, related to choice. And yet, if anything, as a result, we now have more community.

Underlying the idea of microtrends is that there is rarely a single right way to do things—and that similar people may make very different choices and start two totally contradictory trends.

Microtargeting will become the dominant means of advertising and marketing communication, replacing the old one-way TV and radio communications. That is why Internet advertising firms are now selling at such a huge premium – advertising and marketing will

increasingly be on a personalized basis. Every communication that can be personalized will be, and this will lead to a huge expansion of the personal communications industry whose job it will be to advertise the right products to the right niches of people. The big online companies

Microtargeting will become the dominant means of advertising and marketing communication, replacing the old one-way TV and radio communications.

are fast becoming the repositories of personal information that can be used to build the marketing campaigns of the future.

Personal choice is also reaching its highest level in social life, as more choices mean more dating and a vastly expanded pool of potential spouses. Never in history has an individual been able to reach so easily out of his or her social circle to find potential mates. The combination of romance at work and online has the chance of shattering any caste system, and creating a new form of marital mobility.

And the broad patterns of choice are clear: more work; more individual fulfilment; new family units; greater social, economic, and physical mobility; wider circles of friends and acquaintances; and greater involvements in society.

The next generation of workers will be better educated and more technologically comfortable, yet they will be more difficult to satisfy unless they are treated in new ways to match their expectations of unlimited choice. Employees will essentially have to be microtargeted

from day one – and given matching mentors, motivating messages, and customized loyalty programs.

It is also clear that in many areas, contradictory trends will continue to create good markets at both ends of the spectrum. Healthful food will continue to exist side by side

with good-tasting but unhealthy choices. More emphasis on children as the centre of life will exist next to more households focused on self-actualization. The tension between religion and secularism will grow with huge segments adopting one or the other

viewpoint. While Moms continue to be the centre of family life, the new relationship kids have with Dads, including older Dads and divorced Dads, may finally get recognition in the marketplace.

Underlying the idea of microtrends is that there is rarely a single right way to do things—and that similar people may make very different choices and start two totally contradictory trends. And yet both of those decisions can be totally rational. Even those choosing the most irrational path of all – terrorism – appear to be making their decisions based on careful study and deeply held beliefs. Long Attention Spanners represent a movement away from split-second decisions and toward deeper, deliberative thinking.

The future rarely turns out as predicted. The reason is that most predictions are driven by the same conventional wisdom that drives the daily consensus around us, and are usually based on the big, easily spotted observations like the spread of the global economy. But as you dig deeper, you see a world teeming with lesser-known, harder-to-spot developments that really are the small forces that will drive tomorrow's big changes. ☉

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ



14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА ПО ЭНЕРГЕТИКЕ,
НЕФТИ И ГАЗУ, ВОДОСНАБЖЕНИЮ И ЗАЩИТЕ
ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
13 – 15 марта 2012
Дубаи, ОАЭ



10-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки «НЕФТЕГАЗ 2012»
26 – 28 июня 2012
Москва, Россия



12-я УКРАИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «ИНТЕРНЕФТЕГАЗ»
20 – 22 марта 2012
Киев, Украина



7-й ЕВРАЗИЙСКИЙ ФОРУМ KAZENERGY
2 – 3 октября 2012
Астана, Казахстан



11-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
21 – 22 марта 2012
Анкара, Турция



20-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
2 – 5 октября 2012
Алматы, Казахстан



16-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
15 – 17 мая 2012
Ташкент, Узбекистан



10-я МЕЖДУНАРОДНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ RETROTTECH
14 – 17 октября 2012
Нью-Дели, Индия



3-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
23 – 24 мая 2012
Аваза, Туркменбаши, Туркменистан



7-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»
6 – 8 ноября 2012
Актау, Казахстан



19-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
5 – 8 июня 2012
Баку, Азербайджан



17-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
13 – 15 ноября 2012
Ашхабад, Туркменистан



МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ 2012», Павильон ITE
25 – 29 июня 2012
Москва, Россия



МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС
13 – 17 октября 2013
Тэгу, Южная Корея