



НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО «ЦЕНТР РАЗВИТИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ» (НП «ЦРКТ») ПРИ ПОДДЕРЖКЕ МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

NONPROFIT PARTNERSHIP «COILED TUBING TECHNOLOGIES DEVELOPMENT CENTER» (NP CRKT) WITH ASSISTANT OF THE MINISTRY OF INDUSTRY AND ENERGY OF THE RUSSIAN FEDERATION

ЛЕОНИД ГРУЗДИЛОВИЧ О ПЕРСПЕКТИВАХ КОЛТЮБИНГА

LEONID HRUZDZILOVICH ABOUT CT PROSPECTS

КУЗНИЦА КАДРОВ ОТМЕЧАЕТ 75-Й ЮБИЛЕЙ

75TH ANNIVERSARY OF I.M. GUBKIN RGU OF OIL AND GAS

ГИБКИЕ ТРУБЫ ПРОИЗВОДЯТСЯ В МОСКВЕ

CT PRODUCTION IN MOSCOW

Coiled / tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times* '05

2-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

РЕМОНТ СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ

20-21 апреля 2005 года, г. Москва
Гостиница «Рэдиссон САС Славянская»

ИД «Информация и Инвестиции» и журнал «Нефтегазовая Вертикаль» приглашают всех заинтересованных специалистов принять участие во 2-й ежегодной международной конференции, посвященной актуальным вопросам организации, технологий и экономики ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Конференция прошлого года, в которой приняли участие все ведущие добывающие компании России, а также большинство ведущих российских и международных сервисных подрядчиков, подтвердила важность предложенных к обсуждению тем и положила начало традиционной серии высокопрофессиональных встреч в формате живого производственного диалога.

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ:

- Экономические и организационные аспекты сервисных работ;
- Гидроразрыв пласта: традиционные и новые технологии;
- Новый опыт и технологии в области резки боковых стволов;
- Обработка продуктивных интервалов: реагенты и методики;
- ГРП и ОПЗ в горизонтальных стволах;
- Ремонтно-изоляционные работы: методики, оборудование, составы;
- Технологии и методики освоения скважин;
- Использование расширяемых систем при ремонте скважин;
- Проектирование комплексных работ по ПНП и др.

В конференции традиционно примут участие специалисты нефтегазовых компаний, сервисных предприятий, производители оборудования и разработчики технологий для ремонта скважин, интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пластов, интегрированные сервисные и инжиниринговые компании. Регистрация участников конференции и мини-выставки, прием заявок на выступление с докладами и спонсорское участие открыты для всех желающих.

СПОНСОР:

НПФ "ПАКЕР" г. ОКТЯБРЬСКИЙ

ПАКЕР

ПАКЕРНО-ЯКОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ СПОНСОР:

интерфакс-АНИ
АГЕНТСТВО НЕФТНОЙ ИНФОРМАЦИИ

ОРГАНИЗАТОРЫ:



Журнал
«Нефтегазовая Вертикаль»

i&i

Издательский Дом
«Информация и Инвестиции»

Тел./факс: (095) 149-9642, 140-5045, 510-5724
Email: wellserv@ngi.ru; Вебсайт: www.inconf.ru

**ПРЕДСЕДАТЕЛЬ
РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА**

А.Б. ЯНОВСКИЙ,
д.э.н., профессор,
руководитель Департамента ТЭК
Минпромэнерго России

**ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ
РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА**

Л.М. ГРУЗДИЛОВИЧ,
председатель Ученого совета НП «ЦРКТ»

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

А.А. АХМЕТОВ,
начальник УИРС ООО «Уренгойгазпром»

Б.Г. ВЫДРИК,
начальник отдела внутреннего потребле-
ния и экспорта ТЭК Департамента ТЭР
Минпромэнерго России

Д.Н. ГРИБАНОВСКИЙ,
генеральный директор
СЗАО «ФИДМАШ»

М.Г. ГЕЙХМАН,
заместитель начальника Управления
по добыче газа и газоконденсата
(нефти) ОАО «Газпром»

Г.П. ЗОЗУЛЯ,
д.т.н., профессор,
зав. кафедрой «Ремонт и восстано-
вление скважин» ТГНГУ

В.Н. ИВАНОВСКИЙ,
д.т.н., профессор, академик РАЕН,
зав. кафедрой машин и оборудования
нефтяной и газовой промышленности
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Р. КЛАРК,
вице-президент Группы ФИД

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

Е.Б. ЛАПОТЕНОВА,
член Ученого совета НП «ЦРКТ»

В.Н. СЫЗРАНЦЕВ,
д.т.н., зав. кафедрой «Машины и обо-
рудование нефтяных и газовых промыс-
лов» ТГНГУ

Е.В. ТАЙГИН,
начальник производственного отдела
управления надзора филиала
ГУП «Башгипронефтехим»

А.Н. ХАМИДУЛЛИН,
начальник Актюбинского УКК и ПМ
ОАО «Татнефть»

Ф.М. ШАРИФУЛЛИН,
член Ученого совета НП «ЦРКТ»

В.А. ШУРИНОВ,
директор НП «ЦРКТ»

**PRESIDENT
OF EDITORIAL BOARD**

A.B. YANOVSKY,
Doctor of Economics, Professor,
Chief of Fuel-Energy Complex Department
of the Ministry of Industry and Energy
of the Russian Federation

VICE-PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

L.M. HRUZDZILOVICH,
Chairman of the Academic Council of NP CRKT

EDITORIAL BOARD

A.A. AKHMETOV,
Doctor of Engineering,
Chief of UIRS, Urengoigazprom Ltd.

B.G. VYDRIK,
Chief of the Office of Internal Consumption
and Fuel-Energy Development, Fuel-Energy
Complex Department of the Ministry of In-
dustry and Energy of the Russian Federation

D.N. GRIBANOVSKY,
General Director of CJSC Fidmash

M.G. GEIKHMAN,
Deputy Chief of the Department of Gas, Gas-
Condensate (Oil) Production, JSC Gazprom

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

V.N. IVANOVSKY,
Doctor of Engineering, Professor,
Member of the Russian Academy of Natural
Sciences (RAEN) Manager of the Chair of
Machines & Equipment for Oil&Gas Industry
of the RGU named after I.M. Gubkin

RON CLARKE,
Vice-president of FID Group

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

E.B. LAPOTENOVA,
An Academic Council Member of NP CRKT

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

E.V. TAIGIN,
Chief of Production Department, Adminis-
tration of Supervision, Bashgiproneftehim

A.N. KHAMIDULLIN,
Chief of Akyubinsk UKK&PM, JSC Tatneft

F.M. SHARIFULLIN,
Academician of RIA,
an Academic Council Member of NP CRKT

V.A. SHURINOV,
Director of NP CRKT

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Материалы, предлагаемые вашему вниманию
в этом выпуске, имеют отношение к событиям,
которые произойдут в середине весны.

Мы не могли оставить без внимания
юбилей ведущего российского вуза, где го-
товятся специалисты для нефтегазовой
отрасли. В апреле РГУ нефти и газа им.
Губкина отметит 75-летие.

Согласитесь, успех внедрения технологий
зависит от квалификации кадров, которые
будут развивать новое направление. Полага-
ем, наш сегодняшний рассказ о вузовских на-
учных исследованиях в области колтюбинга
будет вам интересен. В продолжение темы
на следующий выпуск запланирована статья
о подобном опыте зарубежных коллег.

Готовясь к участию в ежегодном хьюс-
тонском форуме в апреле, мы встретились
с председателем группы ФИД Леонидом Груз-
диловичем, который рассказал нам о планах
компании на будущее и поделился своим
видением перспектив колтюбинга (читайте
на стр. 8). Ожидаем, что российские коллеги
последуют примеру ФИДа, который в пятый
раз представит вниманию участников и по-
сетителей экспозицию на стенде в Техасе, и
он не останется единственным участником,
представляющим СНГ.

Плодотворных вам встреч и новых кон-
тактов!

Редакция

DEAR READERS,

Materials offered for your attention in this
issue of our Magazine are related to the event
that will take place in the middle of Spring.

We could not leave aside the Anniversary of
leading Russian institute within the precincts of
which oil & gas field experts are trained. Russian
State University of Oil & Gas named after Gubkin
will celebrate 75-th anniversary this year.

Don't you agree that success of technologies
introduction depends on professional skill of
specialists who will develop new trends? We
believe that our story about scientific research in
the domain of coiled tubing conducted in institu-
tions of higher education will be of interest to
you. In our next issue you will find the article on
similar experience of our foreign colleagues.

Preparing for participation in annual Houston
Show scheduled for April we met with Leonid
Hruzdzilovich, FID Group Chairman, who revealed
to us future plans of the company and shared
his view of coiled tubing prospects (page 8). We
expect Russian colleagues to follow FID Group
exhibiting in Texas for the 5th time not to be the
only participant representing CIS.

Wish you to establish new contact and have
a fruitful year!

Editorial Staff

СОДЕРЖАНИЕ

РГУ НЕФТИ И ГАЗА ИМ. И.М. ГУБКИНА — 75 ЛЕТ
75TH ANNIVERSARY OF I.M. GUBKIN RGU OF OIL AND GAS

4

5-Й РАЗ В ХЬЮСТОНЕ.

НА ПОЛПУТИ К ПЕРВОМУ ЮБИЛЕЮ

5TH VISIT TO HOUSTON ICOTA CONFERENCE,

AN INTERVIEW WITH FOREIGN DIGNITARY REVEALS PROGRESS FOR CT IN RUSSIA AND CIS



8

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ, АППАРАТУРА И ИНЖИНИРИНГОВЫЕ УСЛУГИ

ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

SOFTWARE, HARDWARE PRODUCTS AND ENGINEERING SERVICES

FOR CT AND CABLE TECHNOLOGIES



13

16

ЭКОНОМИЯ СРЕДСТВ

БЛАГОДАря МОДЕЛИ РАЗВИТИЯ УСТАЛОСТИ И ОТСЛЕЖИВАНИЮ

SAVING MONEY

BY FATIGUE MODELING AND TRACKING

ДЛИННОМЕРНЫЕ ТРУБЫ В БУХТАХ

FLEXIBLE TUBING ON SPOOLS

24

ОПЫТ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ОАО «УРАЛЛУКТРУБМАШ»

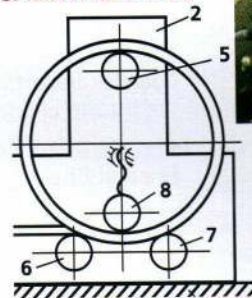
ДЛИННОМЕРНОЙ БЕЗМУФТОВОЙ ТРУБЫ

ДОКЛАД НА 5-Й ВСЕРОССИЙСКОЙ КОЛТЮБИНГОВОЙ КОНФЕРЕНЦИИ (21.09.2004, Г. ТЮМЕНЬ)

URALLUKTRUBMASH EXPERIENCE OF

COILED TUBING MANUFACTURING

THIS PAPER WAS PRESENTED DURING THE 5-TH ALL-RUSSIAN CT CONFERENCE (21.09.2004, TYUMEN)



27

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ КРИВАЯ УСТАЛОСТИ

НЕПРЕРЫВНОЙ ТРУБЫ

COILED TUBING

STRESS-CYCLE DIAGRAM

$$N(\sigma_a) \cdot \sigma_a^m := \sigma_0^m \cdot N_{ro}$$

31

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Елена Жук (cttimes@gin.by)

НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ

Владимир Н. Ивановский,
профессор, д.т.н., академик РАЕН

СТИЛЬ-РЕДАКТОР

Наталья Крицкая

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН

Дмитрий Оганесян

МЕНЕДЖЕР ПО МАРКЕТИНГУ И РЕКЛАМЕ

Андрей Михеев (info@crkt.ru)

ПЕРЕВОД

Сергей Сухорученко

ПОДПИСКА И РАССЫЛКА

Юлия Горшкова (magazine@crkt.ru)

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

Некоммерческим партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий» (НП «ЦРКТ») при содействии Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации

АДРЕС РЕДАКЦИИ

117036, г. Москва,
ул. Профсоюзная, д.3., комн.621.

Тел./факс: (095) 124-85-83

Тел.: (095) 124-63-10

www.crkt.ru

E-mail: crkt@inbox.ru, cttimes@gin.by

Тираж: 2000 экз. Первый завод: 1000 экз.

Журнал зарегистрирован Министерством РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

Регистрационный номер ПИ № 77-16977

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

Журнал распространяется среди нефтегазовых компаний и профильных научных институтов.

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

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

РЕКЛАМОДАТЕЛИ

Группа ФИД

Foremost Company L.P.

ITE Group PLC

Издательский дом

«Информация и инвестиции»

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.

Отпечатано в типографии

«Старпринт»

г. Минск, Староборисовский тракт, 40.

Заказ №05118

Лиц. ЛИ №02330/0148716 от 30.04.04 г.

На обложке: Колтюбинговый буровой комплекс в «Башнефти» (фото Р. Салигаскаров)

CONTENTS



ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ И НАПРАВЛЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ВОЛНОВЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН
THE EXPERIENCE OF APPLICATION AND APPLICATION FIELD OF
COILED TUBING WAVE TECHNOLOGIES
IN ORDER TO INCREASE WELL PRODUCING ABILITY



ПРОИЗВОДСТВО И ПРИМЕНЕНИЕ АЗОТА,
ГЕНЕРИРУЕМОГО НА ПЛОЩАДКЕ СКВАЖИНЫ
PRODUCTION AND APPLICATION
OF NITROGEN GENERATED AT THE WELL SITE

37

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
КОЛТЮБИНГОВОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ БУРЕНИЯ В БАШКОРТОСТАНЕ
PECULIARITIES OF
CT DRILLING OPERATIONS IN BASHKIRIA

40



ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГУ, ОРГАНИЗОВАННОЙ SPE/ICOTA
16-17 НОЯБРЯ 2004 (АБЕРДИН, ШОТЛАНДИЯ)
THE ABSTRACTS OF THE PAPERS,
PRESENTED AT THE 2004 SPE/ICOTA COILED TUBING CONFERENCE
16-17 NOVEMBER 2004 ABERDEEN, SCOTLAND



44

АННОТАЦИИ СТАТЕЙ,

ФОТОКОНКУРС

PHOTOGRAPHIC COMPETITION

54

ЛЕНТА НОВОСТЕЙ

NEWS

57

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ
INTERNATIONAL EXHIBITIONS & CONFERENCES

62



EDITOR IN CHIEF

Helen Zhuk (cttimes@gin.by)

SCIENTIFIC CONSULTANT

Vladimir N. Ivanovsky,
Professor, Doctor of Technical Sciences,
Member of the Russian Academy of Natural
Sciences (RAEN)

STYLE EDITOR

Natalia Krytskaya

COMPUTER MAKING UP & DESIGN

Dmitry Oganessian

MARKETING AND ADVERTISING MANAGER

Andrey Mikheyev (info@crkt.ru)

TRANSLATION

Sergei Sukhoruchenko

SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION

Julia Gorshkova (magazine@crkt.ru)

MAGAZINE HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION BY:

Nonprofit Partnership «Coiled Tubing Technologies Development Center» (CRKT) with assistance of the Ministry of Industry and Energy of the Russian Federation

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

3, Profsoyuznaya str.,
suite 621, Moscow,
Russia, 117036
Phone/Fax: (7095) 124 85 83
Phone: (7065) 124 63 10
www.crkt.ru
E-mail: crkt@inbox.ru;cttimes@gin.by

Edition: 2000 copies
The first party: 1000 copies

The Magazine is registered by the Ministry of Press,
TV and Broadcasting, Mass Communication of the
Russian Federation

Registration number ПИ № 77-16977

SUBSCRIPTION:

«COILED TUBING TIMES» magazine – published quarterly.

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

The magazine is distributed I oil&gas companies and profile scientific institutions.

When reprinting the materials the reference to the magazine «Coiled Tubing Times» is obligatory.

The Editorial Staff not always shares opinion of the articles' writers.

The Magazine offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

ADVERTISERS

FID Group

Foremost Company L.P.

ITE Group PLC

“Informaciya i investicii” publishing house

On the cover: CT drilling System in Bashneft
(photo R. Saligaskarov)

РГУ НЕФТИ И ГАЗА ИМ. И.М. ГУБКИНА — 75 ЛЕТ

А.Г. Молчанов,
профессор, д.т.н.,
зав. кафедрой технической механики РГУ нефти
и газа им. И.М. Губкина
A.G. Molchanov,
professor, senior lecturer of technical sciences,
Head of the department of technical mechanics of
I.M. Gubkin RGU of oil and gas.

75TH ANNIVERSARY OF I.M. GUBKIN RGU OF OIL AND GAS

Российскому государственному университету нефти и газа им. И.М. Губкина в этом году исполняется 75 лет — для учебного заведения это возраст мудрости и расцвета сил. Сегодня подготовка специалистов для нефтяной и газовой промышленности осуществляется преподавателями, сконцентрировавшими опыт трех предыдущих поколений своих коллег. Профессорско-преподавательский коллектив состоит из 254 докторов и 447 кандидатов наук, из них 33 лауреата Государственных премий и премий Правительства РФ в области науки и техники. Устоявшиеся традиции и соответствие современному уровню техники позволяют всем сотрудникам и более чем 7000 студентов уверенно и с гордостью причислять себя к «Сообществу губкинцев».

Престиж университета подтвержден заинтересованностью в наших выпускниках ведущих нефтегазовых компаний нашей страны и мира. За последние 5 лет нефтегазовые компании приняли на работу более 3300 выпускников, 1176 продолжили обучение в магистратуре и аспирантуре.

I.M. Gubkin Russian state university (RGU) of oil and gas this year celebrates its 75th anniversary – this is the age of wisdom and flowering for educational institution. Today the training of a specialist for oil and gas industry is conducted by instructors who absorbed the experience of three generations of colleagues. Teaching staff comprises 254 doctors and 447 candidates of science. 33 from them are laureates of State prizes and prizes of Russian Federation government in the field of science and engineering. The traditions and conformance to modern levels of equipment allows all the co-workers and more than 7000 students with confidence and pride to count themselves as the “Gubkin community”.

The prestige of this university is assured due to our graduates landing positions with leading oil and gas companies of our country and across the world. During 5 last years oil and gas companies employed more than 3300 graduates, 1176 continued education in magistracy and post-graduate course.





Университет — ведущий учебный и методический центр по основным направлениям профильной образовательной деятельности. В течение ряда лет он является одним из лидеров среди технических университетов. В его стенах осуществляется подготовка специалистов по всем направлениям науки и техники, обеспечивающим снабжение страны углеводородным сырьем и продуктами:

- Факультет геологии и геофизики нефти и газа готовит специалистов по направлениям: «Прикладная геология», «Технологии геологической разведки».
- Факультет разработки нефтяных и газовых месторождений является базовым. Его выпускники занимают ключевые позиции и готовятся по направлениям: «Горное дело» и «Нефтегазовое дело».
- Факультет инженерной механики ведет подготовку по направлениям: «Оборудование и агрегаты нефтегазового производства», «Машиностроительные технологии и оборудование», «Конструкторско-технологическое обеспечение машиностроительных производств», «Стандартизация, сертификация и метрология», «Безопасность жизнедеятельности».
- Факультет проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта готовит специалистов по направлению «Нефтегазовое дело».
- Факультет химической технологии и экологии готовит дипломированных специалистов по направлению «Химическая технология органических веществ и топлива».
- Факультет автоматизации и вычислительной техники обеспечивает подготовку специалистов по направлениям: «Автоматизированные технологии и производства», «Приборостроение», «Электроника, электромеханика и электротехнология», «Информатика и вычислительная техника» и «Прикладная математика».
- Факультет экономики и управления готовит специалистов по направлениям: «Менеджмент» и «Экономика».
- Юридический факультет ведет подготовку по специальности «Юриспруденция».

Кроме того, имеется факультет магистерской подготовки, выпускники которого являются элитной частью выпускников университета. Они получают широкое фундаментальное образование и глубокую специализацию по наиболее актуальным направлениям, обеспечиваемым остальными факультетами.

Как видно из этого перечня, университетом обеспечивается подготовка специалистов для реализации всех видов деятельности в нефтегазовой отрасли — начиная от разведки месторождений и заканчивая юридическим сопровождением деятельности предприятий.

Московский нефтяной институт был создан в 1930 г. на базе нефтяного факультета Московской горной академии. С тех пор университет сменил много названий — в них отразились особенности периодов, которые пережила наша страна. Это был и МИНХИГП, и ГАНГ, но при этом наш вуз неизменно

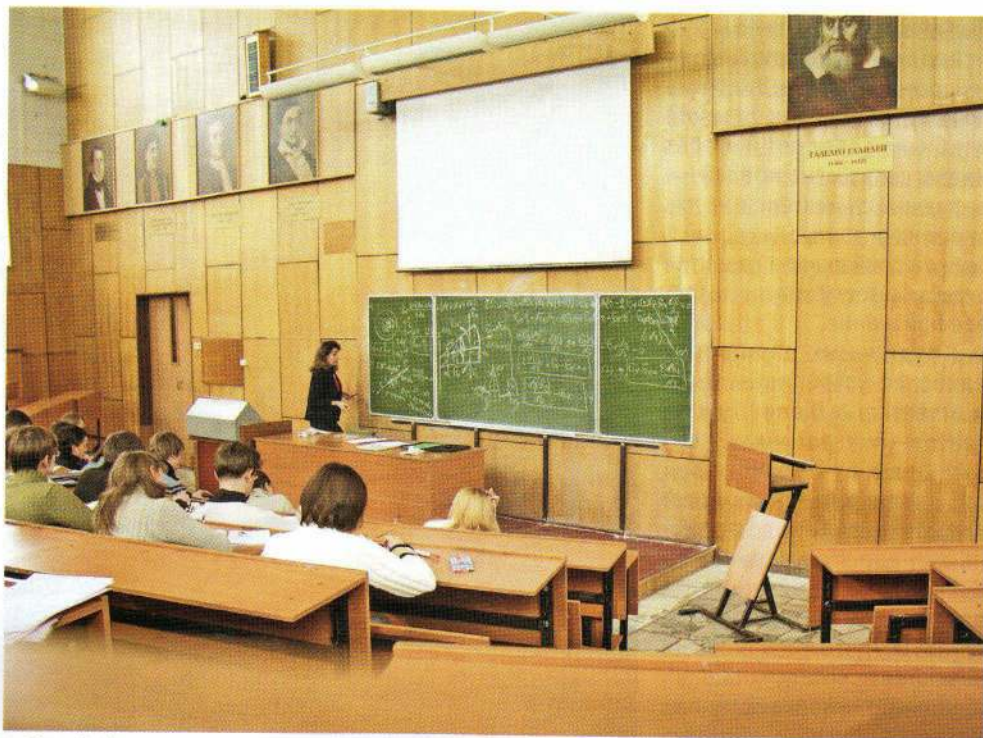


Рис. 1. Лекция по сопротивлению материалов. Доцент С.В. Романенко рассказывает студентам факультета инженерной механики о расчете труб на прочность

Fig.1. Lecture on resistance of materials for the students of mechanical engineering faculty – assistant professor Romanenko is telling about tubing stress calculation

Gubkin University is the leading educational and methodical center according to the main profile educational activity. Just within a number of years it is among the leaders of technical universities. This facility prepares specialists in all the fields of science and engineering, so that the country is provided with hydrocarbon raw materials and refined products:

- Faculty of petroleum geology and geophysics prepares specialists in “Applied geology”, “Technology of geological prospecting”.
- Faculty of oil and gas fields development is a basic education. Its graduates take key positions and specialize in “Petroleum reservoir engineering” and “Oil and gas field development drilling”.
- Faculty of mechanical engineering prepares graduates in “Equipment and machinery of oil and gas production”, “Machine-building technologies and equipment”, “Engineering and design for machine-building industry”, “Standardization, certification and metrology”, “Occupational safety”.
- Faculty of pipeline network designing, construction and operation prepares specialists in “Oil and gas business”.
- Faculty of chemical and environmental engineering prepares certified specialists in “Chemical technology of organic matters and fuel”.
- Faculty of automation and computer science prepares specialists in “Automated technologies and operation”, “Mechanical engineering”, “Electronics, mechanical engineering and electrotechnics”, “Information science and computers” and “Applied mathematics”.
- Faculty of economics and management prepares specialists in “Management” and “Economics”.
- Faculty of law prepares specialists in “Jurisprudence”.

Besides, there is a faculty of master training, graduates of the faculty become an elite part of the university graduates. They

был имени И.М. Губкина — его основателя, выдающегося геолога-нефтяника. Это очень почетно, ведь не так уж много учебных заведений носят имена своих основателей — выдающихся деятелей науки, внесших огромный научный и технический вклад в развитие отрасли и заслуживших мировое признание.

В будничных разговорах наиболее устойчивым было и остается название: у студентов — «Керосинка», у выпускников — «Губкинский». Это вполне объяснимо: легкомыслие юности со временем сменяется серьезным восприятием действительности, и бывшие студенты понимают, что теперь и они являются носителями знаний и многолетних традиций альма-матер.

Несмотря на все превратности судьбы и смены названий, в жизни университета основным принципом, который был, есть и будет, является самоотверженное и бескорыстное служение науке и технике, в высоком смысле этого слова. Особенно наглядно и не нуждается в иных доказательствах бескорыстное служение своему долгу основной массы преподавательского состава в тех сложных условиях, в которых пребывает сегодня высшая школа страны. При этом обеспечивается поддержание высокого уровня подготовки выпускаемых специалистов. С этой целью внедряются современные методики преподавания, основанные на использовании компьютерных технологий; в настоящее время осуществляется внедрение рейтинговой системы оценки знаний студентов, организация магистратуры.

Университет всегда находился на переднем крае прогресса, немало неординарных технических решений появилось в его стенах. Сотрудниками университета созданы уникальные приборы, механизмы и машины, применяемые во всех отраслях нефтегазодобычи, начиная от разведки месторождений и заканчивая переработкой продукции. Большое внимание в университете уделяется развитию колтюбинговой техники. Нужно заметить, что это техническое направление вобрало в себя проблемы, решение которых далеко не тривиально, а некоторые из них и до настоящего времени полностью не разрешены. При этом работа ведется на всех уровнях:

– На третьем курсе лучшие из студентов механического факультета отбираются для работы в Студенческом конструкторском бюро (СКБ), где они начинают работать по теме своих будущих дипломных проектов, существенная доля которых составляет оборудование для работы с колоннами гибких труб. Новизна и сложность вопросов, касающихся данного направления техники и технологии, определяют необходимость такого длительного и постепенного вхождения в имеющиеся проблемы. Последовательно решая локальные технические задачи в рамках курсовых проектов по деталям машин, нефтепромысловым машинам, экономике, технике безопасности и экологии, студенты подходят к началу работы над дипломным проектом уже сформировавшись специалистами в этом направлении.

– На более высоком уровне осуществляется работа по



Рис. 2. Работа в студенческом конструкторском бюро. Колтюбинговая тематика занимает одно из первых мест

Fig. 2. The work in the students' design office. Coiled tubing themes take one of the first places

get wider fundamental education and deep specialization in the most relevant trends, provided by other faculties.

As we can see from the list, Gubkin University provides training of specialists for performing of all kinds of activity in oil and gas industry – from field exploring to legal support of companies' activities.

Moscow Oil Institute was established in 1930 on the basis of providing the oil faculty of Moscow Mining Academy. Since that faculty title has changed many times, it depicts peculiarities of the times that our country experienced. These various titles were MINHiGP and GANG but at the same time it has been constantly I.M.Gubkin university – named after its founder, an outstanding petroleum geologist. It is a very famous institution – not many educational institutions bear the names of its founders, outstanding science figures, that contributed to the development of the industry and deserved world recognition.

In everyday conversations students refer to "Oil-stove" ("Kerosinka"), graduates – from "Gubkinsky". It is easy to explain – light-mindedness of youth over time changes to a serious perception of reality, and former students understand that they are the bearers of knowledge and longstanding traditions of Alma Mater.

Despite the vicissitudes of fate and title changes, the main principle in university life is selflessness and unselfishness in service of science and engineering, in the full meaning of these words. With this in mind, the University maintains a high level of training of the graduates. For this purpose, modern approaches to instruction are introduced, based on computer technologies and at this time is introduced a rating system of student knowledge evaluation, and establishment of the magistracy.

The university has always been on top of progress and many momentous decisions were made by the institution. The colleagues of the university created unique appliances, mechanisms and machines applied in all the fields of oil



Рис. 3. Подготовка 100-тонной испытательной машины к проведению лабораторных работ
Fig. 3. The preparation of 100-tons testing machine for the preproduction test

совершенствованию колтюбинговой техники и технологии в магистратуре, куда отбираются лучшие студенты, ставшие бакалаврами. Темы магистерских диссертаций, посвященных этой группе оборудования, пользуются популярностью и вызывают большой интерес.

– Не обходят вниманием колтюбинг и аспиранты, на более высоком уровне рассматривающие вопросы новой техники.

– Одним из важнейших вопросов внедрения новой техники является повышение квалификации специалистов, непосредственно работающих с колтюбинговым оборудованием на промыслах. Существующий Учебно-исследовательский центр по проблемам повышения квалификации обеспечивает переподготовку операторов, мастеров, начальников участков и руководителей среднего звена, занятых непосредственно на промыслах в технологических процессах с использованием колонн гибких труб. В настоящее время преподается курс, посвященный непосредственно колтюбинговому оборудованию, и два курса по технике и технологии подземного ремонта, в которых этой группе оборудования уделяется большое внимание.

Сегодня далеко не исчерпаны все материальные и интеллектуальные ресурсы университета, которые могли бы быть задействованы для решения проблем разработки и внедрения колтюбинговой техники и технологий.

Особенностью сегодняшней ситуации в развитии колтюбинговой техники является отсутствие координационного центра работ в данном направлении. Университет им. И.М. Губкина мог бы и должен стать центром кристаллизации этой работы, прежде всего потому, что в нем сосредоточены ведущие кадры, лучшие специалисты по всем проблемам колтюбинговой техники: компоновкам забойного оборудования, колоннам гибких труб, наземному спуско-подъемному оборудованию, системам очистки и приготовления технологической жидкости, системам управления и автоматики. Работа в этом направлении ведется постоянно, в наибольшей степени в ней заняты сотрудники кафедр «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности», «Бурение» и «Техническая механика». И эта работа должна расширяться и интенсифицироваться с целью достижения уровня мировых лидеров в данной области техники.

and gas production, from field exploration to product refinery. The University pays great attention to development of coiled tubing equipment. It is necessary to admit that technical trend absorbed issues, that have important solutions are not completely resolved. At the same time the faculty works on all levels:

– During third grade the best students are selected for work at student engineering department where they start to work within the frames of their future graduation thesis's, a significant part of which are coiled tubing equipment. The novelty and complexity of issues regarding this trend of equipment and technologies predetermines the necessity of such long-term and steady study of the present issues. Step by step solving local technical issues within the frames of term papers dedicated to parts of the equipment, oilfield equipment, economics,

safety measures, ecology, students are facing development of graduation thesis's as a specialist in this trend.

– On a higher level the best students that became bachelors conduct activity in magistracy dedicated to perfection of coiled tubing equipment and technologies. The topics of magistracy thesis's dedicated to the equipment are quite popular.

– Post-graduate students do not pass by coiled tubing with their attention and are considering issues of new equipment on higher level.

– One of the most important issues of introduction of new equipment is raising the skill level of specialists working with coiled tubing equipment on fields. The existing Educational-research center for the issues of raising the skill level provides for training of operators, masters, heads of departments and managers, involved directly into technological processes on fields with the use of coiled tubing. Today they started a course dedicated to coiled tubing equipment and two courses dedicated to methods and approaches of down-hole servicing. The selected group pays a great attention to the mentioned courses.

Today the material and intellectual resources of the university are not available for solution of issues of development and introduction of coiled tubing equipment and technology.

The peculiarity of today's situation in development of coiled tubing equipment is absence of coordinating board of the activity. I.M. Gubkin university could and should be the center of the activity, first of all because it possesses the leading personnel, best specialists for coiled tubing issues, BHAs, coiled tubing strings, surface tripping equipment, cleaning systems and mixing systems, control systems and automatic machinery. They constantly work on this, to a greater extent contribute workers of departments "Equipment and machinery of oil and gas production", "Drilling" and "Technical mechanics". This activity should be broadened and stimulated for the purpose of achieving world attention in this field.

5-Й РАЗ В ХЬЮСТОНЕ.

НА ПОЛПУТИ К ПЕРВОМУ ЮБИЛЕЮ

5TH VISIT TO HOUSTON ICOTA CONFERENCE, AN INTERVIEW WITH FOREIGN DIGNITARY REVEALS PROGRESS FOR CT IN RUSSIA AND CIS

В этом году Группа ФИД – новый, однако уже известный в мире поставщик колтюбингового оборудования, в пятый раз подряд принимает участие в работе Всемирного круглого стола по колтюбингу в Хьюстоне (США). Это событие дает повод поразмышлять над проделанной работой и обсудить планы на будущее. О сегодняшнем месте колтюбинга в нефтегазовом комплексе и роли ФИДа как производителя, а также перспективах колтюбинга мы беседуем с Председателем Группы ФИД Леонидом Груздиловичем.

This year, FID group – well known supplier of coiled tubing equipment – for the fifth time takes part in World Coiled Tubing Round table in Houston (USA). This event makes us think over things that have already been done and discuss future plans. Now we talk to Chairman of FID group Leonid Hruzdilovich on today's coiled tubing role in oil and gas industry and FID role as manufacturer of well service equipment.

В.К.: Леонид Михайлович, что изменилось за прошедшие 5 лет на рынке колтюбинговой техники в мире в целом и в России в частности? О каких достижениях Вы можете рассказать, какие трудности встречаются на пути развития колтюбинговых технологий?

CTT: Leonid, what has changed in the coiled tubing market in general and in Russia in particular during the 5 last years? Could you please tell us about progress and any difficulties you have faced on the way to developing coiled tubing technologies?

За прошедшие 5 лет мировой флот колтюбингового оборудования вырос примерно на 30 %, в основном за счет установок для сервиса и универсальных — для сервиса и бурения. На фоне некоторого сокращения парка традиционных буровых установок это хорошие результаты. Практика убедительно доказала высокую эффективность колтюбинговых технологий. Большинство ремонтных работ на скважинах с помощью гибких труб выполняются в 2–4, а порой и в 10 раз быстрее и дешевле по сравнению с традиционными технологиями.

За этот период удалось воплотить очень интересные конструктивные решения в сфере колтюбингового бурения, однако необходимо признать, что бурного распространения оно все еще не получило. Основные причины — пока еще высокая стоимость оборудования и ограниченность сферы его эффективного использования, очень высокие требования к квалификации кадров и технологической подготовке, а порой и инертность мышления нефтяников в отношении новых технологий и оборудования. Но я абсолютно уверен, что все эти трудности — преодолимые. Как утверждал Оскар Уайльд «будущее неизбежно».

During five last years the fleet of coiled tubing equipment has grown by 30%, mainly due to units for servicing and drilling. Against a background of declining fleet of conventional drilling units this is a good result. The practice has proven the high efficiency of coiled tubing technologies. The majority of servicing jobs with coiled tubing is 2–4 times and sometimes 10 times faster and cheaper compared to conventional technologies.

During this period we managed to embody very interesting design solutions in coiled tubing drilling equipment, however we should admit that they are not in widespread right now. The main reasons are the high equipment cost and limits of its effective use, technical expertise of servicing crews, and lastly the necessity of not only experienced personnel, but sometimes inertness of oilmen thinking regarding new technologies and equipment. Still, I am absolutely sure that we are able to overcome all these difficulties.

As Oscar Wilde said, "it is difficult to withstand the future".





Что касается России, то сегодня здесь около 90 колтюбинговых установок. Много это или мало? На начало 2000 года общее количество их в России равнялось сорока шести единицам, и только одна из них была ФИДа, т.е. прирост за эти пять лет — почти 100 %, в 3 раза больше, чем в мире в среднем. Причем более 75 % этих «добавленных» установок были поставлены Группой ФИД. А из 19 установок, которые были поставлены в Россию за последние 3 года, наших — 16. Сделаны первые шаги и в колтюбинговом бурении: простаивавшие на первых порах две импортные установки тяжелого класса запущены наконец в эксплуатацию. В то же время и нами был создан первый колтюбинговый агрегат для бурения, который работает в ОАО «Башнефть». Сейчас мы работаем над выполнением новых заказов на колтюбинговые комплексы для бурения.

В.К.: Безусловно, динамика развития Группы ФИД впечатляет. Чем Вы можете объяснить эти успехи?

Миссия Группы ФИД — дать нефтяникам такое оборудование, которое позволит снизить издержки при выполнении их задач. И, соответственно, позволит расширить перечень выполняемых операций за счет освоения новых работ, которые при использовании ранее применявшегося оборудования были экономически бессмысленными. Все 5 лет мы следовали этим принципам.

За эти годы было создано три поколения мобильных колтюбинговых установок.

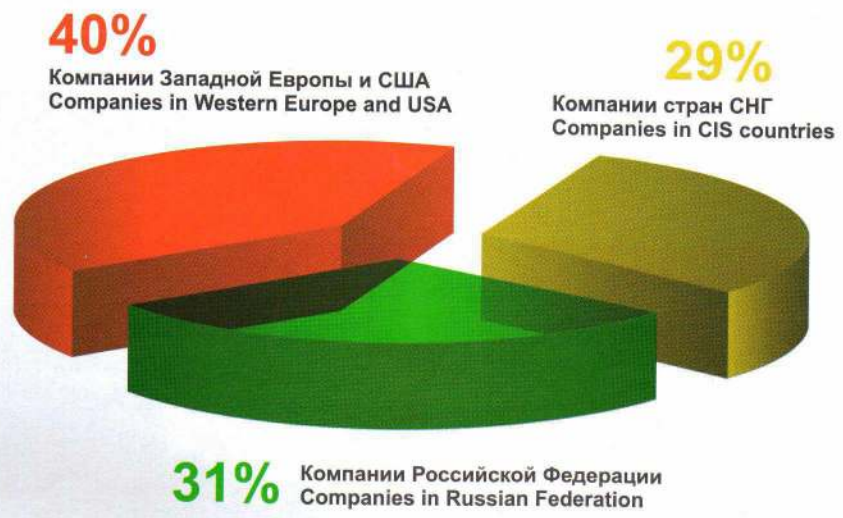
Первое поколение (1999–2001 гг.) — с полностью отечественной комплектацией в соответствии с технической политикой основного заказчика — ОАО «Газпром». Эти установки отвечают заявленным характеристикам, и притом они достаточно дешевые.

Второе поколение (2002–2004 гг.) — модернизированные по результатам подконтрольной эксплуатации установок первого поколения. У них улучшенная комплектация, в том числе часть гидроаппаратуры — ведущих мировых производителей. Они отличаются более широким диапазоном функциональных возможностей, наличием дополнительных устройств и принадлежностей, обеспечивают более эффективное соотношение цены и качества.

Третье поколение появилось с выходом за пределы российского рынка. Первую продукцию для западноевропейской



And now let's talk about Russia. Today's coiled tubing fleet is about 90 units. Is it enough or not enough? I could say that in the beginning of 2000 the total number of coiled tubing units amounted 46 units, and only one from them was from FID, so the growth during these five years is 100 %, three times higher than in the world. 75 % of the total growth is due to coiled tubing units of FID. During last three years we supplied 16 of total



**СТРУКТУРА ЗАКАЗОВ ГРУППЫ ФИД В 2004 ГОДУ
FID PURCHASING ORDERS IN 2004**

СЛОВО ПРОФИ/ЭКСПЕРТ'S OPINION



19 units on the market. There are first steps made in coiled tubing drilling: two foreign heavy units were finally launched. At the same time we created the first coiled tubing drilling system for Russia. Now we are working on new orders that are coiled tubing drilling systems.

CTT: No doubt, such dynamics impresses. How could you explain such success?

The mission of FID group is to provide oil workers with equipment that allows for cost reduction of the jobs. And accordingly allow expanding a job range due to mastering of new jobs that were unprofitable with

сервисной компании мы поставили в начале 2004 года, за истекший год — еще в 6 стран, в том числе компаниям США. Установки 3-го поколения включают в себя наиболее эффективные конструктивные решения, внесенные по результатам работы с международными сервисными компаниями. Они обеспечивают принятый в мире уровень потребительских и эксплуатационных характеристик в приемлемом ценовом диапазоне.

Крупные изменения произошли и в номенклатуре выпускаемой продукции. До прошлого года мы производили только колтюбинг и сопутствующее наземное оборудование. Сегодня в перечне нашей продукции — колтюбинговые комплексы для работы с морских платформ и доставки в труднодоступные места на вертолетах, оборудование для гидроразрыва пласта, мощные насосы, пропантово́зы, теплонагреватели, компрессоры и многое другое.

Изменились и условия создания нашей техники. Если первую колтюбинговую установку мы впервые смогли по-настоящему испытать, лишь развернув ее на нефтяной скважине, то теперь для испытаний узлов и готовых изделий мы используем 9 специальных тестовых стендов. Некоторые из них по сложности сопоставимы с колтюбинговой установкой.

В.К.: Интересно узнать Ваше мнение о перспективах развития колтюбинговых технологий, скажем, на ближайшие 5 лет.

old equipment. We were following these principles for 5 years.

During these years we developed three generations of mobile coiled tubing units.

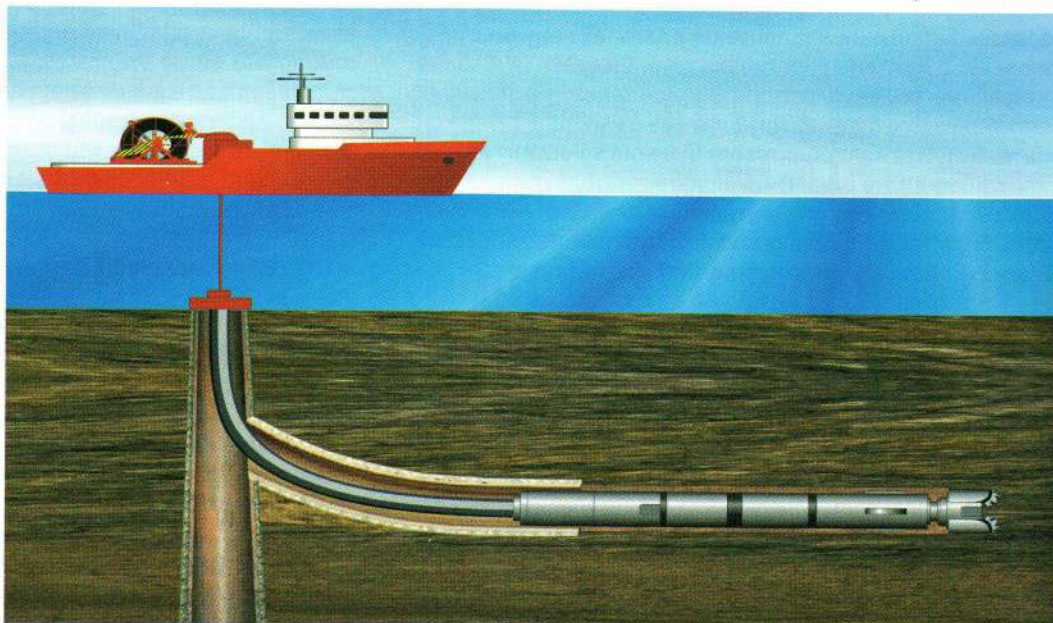
The first generation (1999–2001) – units that are produced from domestic parts, created in accordance with specification of Gazprom, the main customer. These units fully correspond to the declared specification and are relatively cheap.

The second generation (2002–2004) – units enhanced according to operating results of the first generation units. These units are complete with improved parts, as well as with hydraulic systems of the best world manufacturers. They also have a wider choice of complimentary devices and appliances, providing better combination of price and quality.





Стремительно изменяющиеся экономические и геологические условия добычи углеводородного сырья, ужесточающиеся экологические требования неизбежно приведут к резкому росту востребованности колтюбингового оборудования. С другой стороны, я ожидаю (и мы работаем над созданием соответствующего оборудования) снижения в 1,5–2 раза себестоимости бурения гибкими трубами горизонтальных стволов из колонны основной вертикальной скважины, в т.ч. на депрессии. Это неизбежно приведет к увеличению внедрения систем, обеспечивающих бурение и заканчивание за один проход, повысится точность управления забойными компоновками, их цена резко снизится, все чаще будут использоваться новые материалы, реальной станет автоматизация процесса бурения. Ожидается появление совершенно новых конструктивных решений для колтюбингового оборудования, применяемого во всех нестандартных на сегодняшний день ситуациях, например в подводном бурении, добыче каменного угля, метана и т.д. На мой взгляд, будет расти применение колтюбинга при строительстве интеллектуальных скважин, при использовании роботов как для изучения, так и для ремонта скважин.



В.К.: А какие перспективы видятся Вам именно в России?

Во-первых, самая быстрая в мире динамика роста бурения колтюбингом. В России и странах СНГ в ближайшие 5 лет количество пробуренных с помощью колтюбинга скважин увеличится не менее чем в 10 раз, вследствие чего будут расти потребности в полнофункциональном и надежном оборудовании местного производства.

Во-вторых, это дальнейший вывод сервиса из «тел» нефтегазовых компаний и повышение активности российских

The third generation appeared with our penetration outside the Russian market. The first products were supplied to world markets in the beginning of 2004, and within the last year to 6 countries, including USA companies. Units of this generation comprise the most effective solutions according to results of international servicing companies. They provide for the accepted world level of consumer and operational features in the acceptable price range.

There are big changes in our products range. Till the last year we were producing coiled tubing and related equipment only. But today we have coiled tubing systems for offshore platforms that could be delivered with helicopters, fracturing equipment, heavy-duty pumps, proppant carriers, heaters, compressors and other equipment.

We also changed the conditions of equipment development. We were able to test the first coiled tubing unit on condition it was rigged up on oil well, but today we have 9 special test benches in order to test parts and ready units. It is possible to compare complexity of some of the test benches with coiled tubing units.

CTT: We would like to know your opinion about prospects for coiled tubing technologies, let's say for the next five years.



The sweepingly changing economical and geological conditions of hydrocarbon production, environmental requirements no doubt will lead to drastic growth of coiled tubing demand. On the other hand I expect (and we work on this) reduction of drilling costs in 1.5-2.5 times with coiled tubing from the mainbore, as well as in underbalanced drilling applications. This will lead to introduction of systems that will allow drilling and completion in one gang-way; BHA control will be more precise and the BHA will become cheaper;

СЛОВО ПРОФИ/ЭКСПЕРТ'S OPINION

сервисных компаний, что приведет к дальнейшему расширению услуг с применением гибких труб. Ожидаются и новые интересные решения российских компаний в отношении колтюбингового бурения, основанные на чисто российском опыте. Будущее колтюбингового бурения в России связано с компаниями, уже начавшими практиковать эти технологии (ОАО «Газпром», ОАО «Сургутнефтегаз» и ОАО «НК «Башнефть»»), а также с развивающимися бурение на депрессии (ОАО «Лукойл», ОАО «Роснефть», ОАО «Татнефть»).

В.К.: Как в связи с этим планирует Группа ФИД свою деятельность на последующие 5 лет?

Как я уже говорил, миссия Группы ФИД — дать нефтяникам такое оборудование, которое позволит снизить издержки при выполнении их задач. И, соответственно, позволит расширить перечень выполняемых операций за счет освоения новых работ. Этому мы следовали предыдущие 5 лет, этими принципами будем руководствоваться и далее. Поэтому для нас, безусловно, очень важно дальнейшее расширение потребительских характеристик и повышение надежности выпускаемого нами оборудования. При этом самая ближайшая задача текущего года — снизить издержки производства не менее чем на 15 %, что очень непросто сделать одновременно с предыдущей задачей. Однако мы считаем ее выполнимой. Кроме того, выпуск новых комплексов оборудования позволит нам более устойчиво развиваться и надежно чувствовать себя на рынке. Это оборудование, как я говорил ранее, предназначено для проведения операций по гидравлическому разрыву пласта, это мощные насосы, а также оборудование для подачи азота. Большие надежды мы возлагаем на увеличение поставок колтюбингового оборудования для морских платформ, благо у нас уже имеется неплохой опыт подобной работы — недавно мы отгрузили первый такой комплекс. Ну и, конечно, это новые центры сервиса нашей техники и подготовки персонала, поиски новых путей поставки необходимого оборудования с ожидаемым потребителями качеством, в нужное время и по разумной цене.

there will be applied new materials more and more often and drilling jobs will be automated. We expect new design solutions in coiled tubing equipment, applied for non-conventional jobs, such as underwater drilling, coal and methane production. In my point of view there will grow the use of coiled tubing for construction of intelligent wells, robots use for well survey as well as for servicing jobs.

CTT: Which prospects do you see in Russia particularly?

First of all – the fastest in the world dynamics of coiled tubing drilling jobs. In Russia and CIS countries the number of drilled well with coiled tubing will grow at least in 10 times, that would provide for demand in domestic full-scale and reliable equipment.

Second – it would be a further division of servicing jobs out of oil and gas companies, activity growth of Russian servicing enterprises, that would lead to wider range of coiled tubing jobs. There are new interesting solutions expected from Russian companies regarding coiled tubing drilling, based on Russian experience only. The future of coiled tubing drilling in Russia is connected with companies that already started implementing these technologies (Gazprom, Surgutneftegaz, Bashneft) as well as companies working on development of underbalanced drilling (Lukoil, Rosneft, Tatneft).

CTT: How does FID group plan its activity for the following five years, taking in the account the above said?

As I already said the FID mission is to provide oil workers with equipment that would allow for cost reduction. And consequently would allow expanding the range of jobs, due to mastering of new operations. We were following these ideas for 5 previous years, and we are going to follow these ideas in future. No doubt for us it is important to expand consumer properties of our equipment and increase its reliability. The immediate task of the year is to reduce costs at least at 15%, that is difficult to do simultaneously with the earlier mentioned goal. However we have the program and

plan to fulfill it. Besides manufacturing of new system will allow us to develop steady and feel surely on the market. This is, for example, fracturing system, pumping equipment as well as equipment providing nitrogen. We have big hopes for increase of supply of offshore coiled tubing units. We already have such experience – last month we have supplied first set of similar equipment. And of course there would be new servicing and training centers, working on ways to supply the necessary equipment with expected consumer properties in time and for the reasonable price.



Колтюбинговое оборудование для ремонта скважин с морской платформы
Coiled Tubing equipment for offshore platform workover operations

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ, АППАРАТУРА И ИНЖИНИРИНГОВЫЕ УСЛУГИ ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Software, hardware products and engineering services for CT and cable technologies

ИНТЕРВЬЮ С КЕНОМ НЬЮМАНОМ,
ПРЕЗИДЕНТОМ CTES, L.P.

Кен Ньюман – основатель и президент CTES, L.P., инженеринговой компании, филиала National Oilwell Varco. CTES – ведущая компания в области моделирующего программного обеспечения и систем СКР для скважин. Кен Ньюман является изобретателем SmarTract – скважинного трактора, в настоящее время продаваемого Expro, а также автором многочисленных научных статей и публикаций в различных журналах. Он имеет степень магистра в машиностроении Массачусетского технологического института и является официальным профессиональным инженером штата Техас.



INTERVIEW WITH KEN NEWMAN,
PRESIDENT OF CTES, L.P.

Ken Newman is the founder and President of CTES, L.P., an engineering services company affiliated with National Oilwell Varco. CTES is a leading provider of modeling software and data acquisition systems to the well intervention industry. Ken is the inventor of the SmarTract downhole tractor system, now marketed by Expro. Ken has authored many technical papers, magazine articles, and patents. He holds a masters degree in Mechanical Engineering from MIT and is a Registered Professional Engineer in the State of Texas.

Кен, скажите, пожалуйста, когда возникла идея создания компании? Является ли CTES частью National Oilwell Varco?

Компания CTES (в дословном переводе — Колтюбинговые Инжиниринговые Услуги) была создана в 1993 году по моей инициативе в составе компании Drexel для инженеринговых и консалтинговых услуг в колтюбинговой отрасли. С 1994 CTES была преобразована в отдельную фирму, совладельцами которой кроме меня стали также Пол Браун и Drexel. В свою очередь, Drexel вошла в состав компании Tuboscope, объединившейся с Varco. В марте этого года Varco объединилась с National Oilwell и получила право собственности на CTES. CTES продолжает тесно сотрудничать с другими подразделениями этой группы компаний.

На чем специализируется Ваша компания?

В составе CTES — 24 сотрудника, которые разрабатывают инженерные и программные продукты и выполняют услуги по разработке скважин. Изначально, как и предполагает название компании, CTES полностью специализировалась на колтюбинговой тематике. За последние годы были разработаны продукты и услуги для кабельных технологий, спуска инструмента под давлением, бурения и цементирования. Приблизительно 50 % деятельности CTES связано с разработкой программного обеспечения. Оставшаяся половина — разработка аппаратуры и инженеринговые услуги.

Какую продукцию CTES поставляет на рынок? Какие ее виды наиболее популярны у потребителей?

К продуктам CTES относятся:

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ CERBERUS

- Усталостное моделирование и слежение (описывается в публикуемой серии статей «Рабочий ресурс непрерывной трубы», с.16).
- Моделирование усилий в трубе (усилия на колтюбинговой трубе в процессе выполнения работ, спиральное

Please, tell us about the history of the company. What was the reason of its foundation? CTES has been a National Oilwell Varco company before, are there any changes?

CTES (Coiled Tubing Engineering Services) was formed by Ken Newman in 1993 from within Drexel to perform engineering and consulting services for the CT industry. In 1994 CTES became a separate company, owned by Ken Newman, Paul Brown and Drexel. Drexel was merged with Tuboscope which was later merged with Varco. In March 2005, Varco merged with National Oilwell and have maintained its ownership in CTES. CTES continues to work closely with the other affiliated companies.

What is the company profile?

CTES has 24 engineering and software professionals developing products and performing services for the well intervention industry. Originally, as its name implies, CTES was focused entirely on the CT industry. In recent years CTES has developed products and services in the areas of wireline, snubbing, drill-



Контрольно-регистрающая система Orion
Orion Data Acquisition System

изгибание, пределы прочности, нагрузка на долоте и т.д.).

- Гидравлическое моделирование (необходимое давление для закачиваемых жидкостей, выноса песка/зарубной мелочи и т.д.).

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ CERBERUS ДЛЯ СКВАЖИННЫХ РАБОТ

- Моделирование усилий в колтюбинговой трубе, кабеле и составной трубе (буровая труба, насосно-компрессорная труба, обсадная колонна).
- Гидравлическое моделирование колтюбинговой трубы, кабеля и составной трубы.
- Моделирование заканчивания скважины.

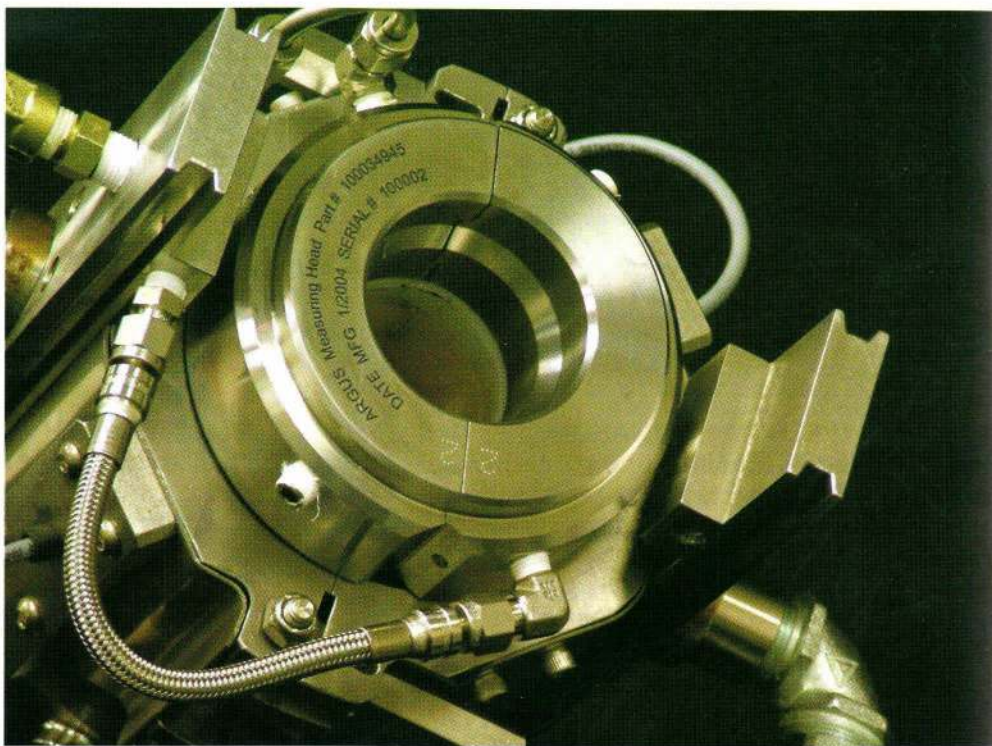
КОНТРОЛЬНО-РЕГИСТРИРУЮЩАЯ СИСТЕМА ORION

- Сбор информации в процессе проведения колтюбинговых операций для усталостного моделирования.
- Закачка — сбор информации в процессе закачки.

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ ДАТЧИКИ ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЫ

- DMS — система измерения глубины.
- DOG — датчик овальности.
- Argus — ультразвуковая система проверки толщины стенки, диаметра и овальности колтюбинговой трубы.

Специально разработанная СИСТЕМА используется для установки кабеля в колтюбинговую трубу в процессе намотки. СИСТЕМА БЕЗОПАСНОСТИ ЛУБРИКАТОРА/ТЕРМЕТИЗАТОРА ZETA — программное и аппаратное обеспечение для моде-



Ультразвуковая система Argus

Argus – Ultrasonic inspection system

ing and cementing. Approximately 50 % of the CTES business is software. The remaining 50 % is hardware products and engineering services.

What products does CTES provide for the market? Which one is the most popular among the customers?

The CTES products include:

CERBERUS CT SOFTWARE SUITE

- Fatigue modeling and tracking (explained in the series of articles «CT Working Life» being published on page 16).
- Tubing forces modeling (forces on CT while performing a service, helical buckling, lockup, burst and collapse limits weight on bit, etc.)

- Hydraulics modeling (pressure needed for pumped fluids, sand/cuttings transport, velocity strings, etc.)

CERBERUS WELL INTERVENTION SOFTWARE SUITE

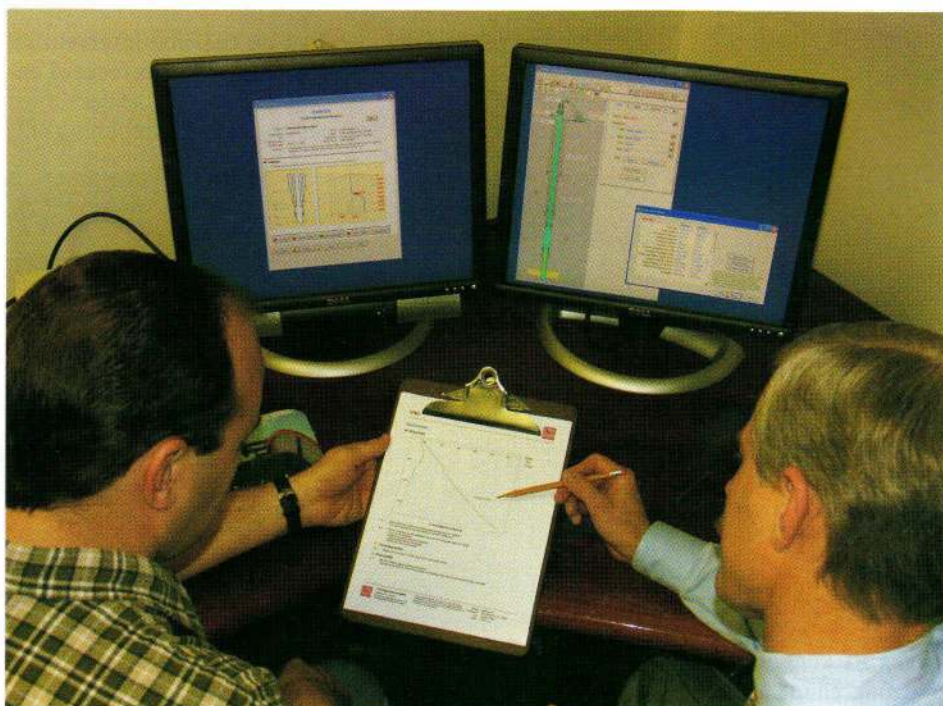
- Forces modeling for CT, wireline and jointed pipe (drill pipe, tubing, casing)
- Hydraulics modeling for CT, wireline and jointed pipe
- Completion modeling

ORION DATA ACQUISITION SYSTEMS

- CT – acquire data during CT operations for fatigue modeling
- Pumping – acquire data during pumping operations

SPECIALIZED CT SENSORS

- DMS – depth measurement system
- DOG – diameter ovality gauge
- Argus – ultrasonic wall thickness diameter and ovality CT inspection system



лирования и измерения нагрузок в блоке лубризатора/герметизатора.

Самыми популярными продуктами сегодня являются СИСТЕМЫ СЛЕЖЕНИЯ ЗА ПРОЦЕССОМ УСТАЛОСТИ И ЗА ИЗНОСОМ ТРУБЫ Cerberus/Orion и моделирования усилий колтюбинговой трубы и кабеля Cerberus.

ОПЫТНО-КОНСТРУКТОРСКИЕ РАБОТЫ проводятся СТЕС в отношении колтюбинговой трубы, кабеля и цементирования.

ИНЖЕНЕРНО-КОНСУЛЬТАЦИОННЫЕ РАБОТЫ СТЕС — это экспертиза для колтюбинговой и кабельной промышленности.

Каковы конкурентные преимущества продукции компании?

Продукты СТЕС разработаны для колтюбинговой и кабельной промышленности специалистами в этой области. Таким образом, наши продукты имеют дружественный интерфейс и являются простыми для восприятия специалистами отрасли. Некоторые продукты СТЕС запатентованы и недоступны из других источников.

Для кого предназначена продукция компании?

СТЕС поставляет свои продукты и услуги более чем пятидесяти сервисным и эксплуатирующим компаниям по всему миру.

Видите ли Вы перспективы для компании в выходе на российский рынок?

Наша компания перевела версию Cerberus и Orion на русский язык. В России были проданы системы установки кабеля. Компанию СТЕС в России представляет офис National Oilwell Varco в Москве.

Что сможет предложить СТЕС в этом году?

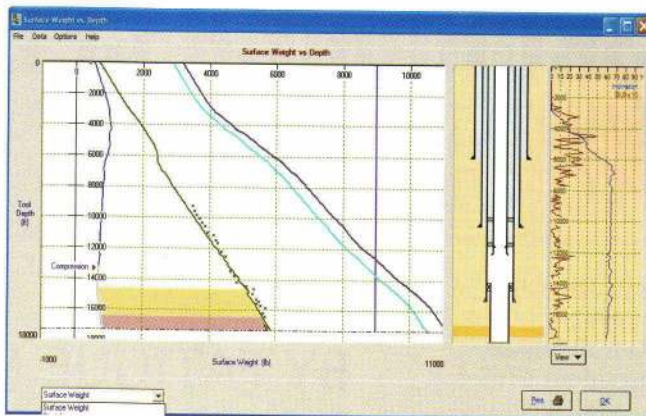
В 2005 СТЕС представит систему моделирования усталости талевого каната, которая поможет сервисным компаниям работать с талевым канатом таким же образом, как они работают с колтюбинговой трубой в настоящее время.

Какими вы видите основные тенденции развития рынка колтюбингового оборудования?

В колтюбинговой отрасли ожидается внедрение большого количества усовершенствований. Они призваны обеспечить большую легкость развертывания и эксплуатации колтюбингового оборудования. Будут найдены новые области применения и операции, выполняемые при помощи непрерывной трубы. У колтюбинговой отрасли блестящие перспективы!



Устройство для запаски кабеля
Cabel Injector



Данные, полученные с помощью ПО Cerberus
Cerberus WI

CABLE INSTALLATION SYSTEMS – used to install a wireline cable inside of CT while it is spooled

ZETA LUBRICATOR/RISER SAFETY SYSTEM – software and hardware for modeling and measuring the stresses in a well intervention lubricator/riser stack

The most popular of these products is the CERBERUS / ORION CT FATIGUE TRACKING SYSTEM and the CERBERUS FORCE MODELING FOR CT AND WIRELINE.

RESEARCH AND DEVELOPMENT PROJECTS – CTES performs R&D for the CT, wireline and cementing industries.

ENGINEERING CONSULTING SERVICES – CTES has expertise in the CT and wireline industries with which it provides engineering consulting services.

What are the competitive advantages of the company products?

The CTES products are developed for the CT and wireline industry by industry experts. Thus, our products are user friendly, and easily understood by people with expertise in the industry. Some of the CTES products are patented and not available from other sources.

With whom and for whom do you work (partners and customers, markets)?

CTES provides its products and services all over the world to more than 50 service companies and operating companies.

Do you see any prospects for the company in coming to the Russian market? Did you have such attempts and do you have any partners in Russia? What are the main reefs on this way to your mind?

CTES has translated a version of the Cerberus and Orion software into the Russian language. It has sold cable installation systems into Russia. CTES is represented in Russia through the National Oilwell Varco office in Moscow.

What products will CTES propose 2005?

In 2005 CTES will introduce a slickline fatigue modeling and tracking system which will help service companies manage slickline in the same way they manage CT today.

How do you see the main tendencies of the development of CT market (software, equipment, services)? What are the problems for the companies to solve?

There will be many improvements in CT in the future. Improvements in CT equipment will make it easier to operate and maintain. New applications will be found for CT. The future for the CT industry is very bright!

ЭКОНОМИЯ СРЕДСТВ

БЛАГОДАРЯ МОДЕЛИ РАЗВИТИЯ УСТАЛОСТИ И ОТСЛЕЖИВАНИЮ

Кен Ньюман,
президент CTES, L.P.
Ken Newman,
president CTES, L.P.

SAVING MONEY BY FATIGUE MODELING AND TRACKING

Продолжаем публикацию статей, посвященных сроку службы непрерывной трубы. Во второй статье серии рассматривается экономия средств при помощи моделирования и отслеживания усталости колтюбинга.

Для обобщения основных моментов первой статьи напомним, что единственный действенный метод для измерения усталостной долговечности образца непрерывной трубы — подвергнуть последний циклической пластической деформации до его разрушения. Таким образом, все испытания на усталость являются разрушающими испытаниями. К сожалению, проведение подобных испытаний на образцах трубы, полученных из крайнего участка бывшей в употреблении колтюбинговой колонны, ничего не говорит об остаточном сроке службы других участков трубы в колонне. Каждый участок трубы был подвергнут различной пластической деформации и давлению. Так были разработаны усталостные модели колтюбинговой трубы для прогнозирования накопленного усталостного повреждения на участке колтюбинговой трубы.

This is the second of 3 articles about the working life of coiled tubing. The first article discussed what fatigue is and how we perform fatigue testing. This second article discusses saving money by modeling and tracking CT fatigue. The third and final article will discuss ways CT fatigue can be reduced. To summarize the major points from the first article, the only valid method for measuring the fatigue life of a CT sample is to subject it to cyclic plastic deformations until it fails. Therefore, all fatigue tests are destructive tests. Unfortunately, conducting such tests on CT samples removed from the free end of a used CT string does not indicate anything about the remaining fatigue life of segments at other locations in the string. Each segment in the string has experienced a different history of plastic deformations and pressure. Thus CT fatigue models have been developed to predict the accumulated fatigue damage in a CT segment.

CT FATIGUE MODELING

УСТАЛОСТНАЯ МОДЕЛЬ НЕПРЕРЫВНОЙ ТРУБЫ

CTES использует усталостную модель, разработанную профессором Стивом Типтоном в университете города Талса. Стив Типтон разработал начальную модель развития усталости в 1990 г. и продолжил работу с CTES для последующего совершенствования этой модели. Последняя версия была завершена в 2003 г. Она включает много новых контрольных моментов данных наряду с информацией о новых колтюбинговых материалах, разработанных в последнее время. CTES использует эту модель для отслеживания усталости в Cerberus™ Reel-Trak™ — программе, которая предлагается большинству поставщиков колтюбинговых услуг. Целью усталостной модели является прогнозирование остаточного срока службы участка колтюбинговой трубы:

- на любом участке колонны с меняющимися характеристиками;
- после сложных последовательностей изгибов;
- находящегося в условиях переменного давления.

На способность модели выполнять свою функцию воздействуют многочисленные факторы, включая:

- точность поступающей информации;
- полную рабочую историю колтюбинговой колонны;
- метод учета (отслеживания), используемый для применения усталостной модели в отношении непрерывной трубы.

Поступающие данные для этой модели включают:

- начальное накопленное усталостное повреждение;
- участки физического повреждения (вмятины, коррозия, царапины и т.п.);

CTES uses a fatigue model developed by Professor Steve Tipton at the University of Tulsa. Steve developed the initial fatigue model in 1990, and has continued working with CTES to improve it through the years. The most recent version was completed in 2003. It incorporates many new test data points as well as new CT materials that have been developed in recent years. CTES uses this model in the Cerberus™ Reel-Trak™ fatigue tracking software that it markets to the majority of the CT service suppliers. The objective of the fatigue model is to predict the remaining working life for a segment of CT:

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

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

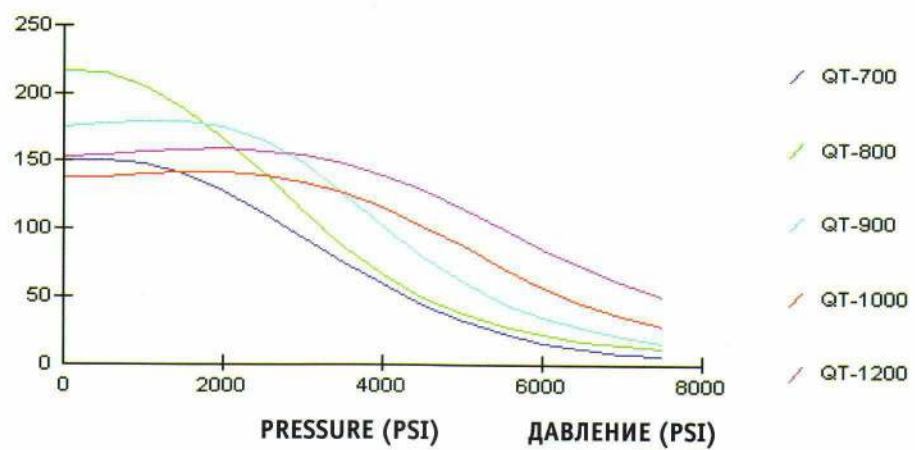
- accuracy of the input data;
- completeness of the operational history for the CT string;
- accounting (tracking) method used to apply the fatigue model to a CT string.

The input to these models includes:

- initial accumulated fatigue damage;
- locations of physical damage (dents, corrosion, scrapes etc.);
- CT diameter;
- CT wall thickness;
- locations of welds (bias and butt);
- bending radius for each bending event;
- pressure inside the CT at each bending event;
- CT material properties;
- number of bending events.



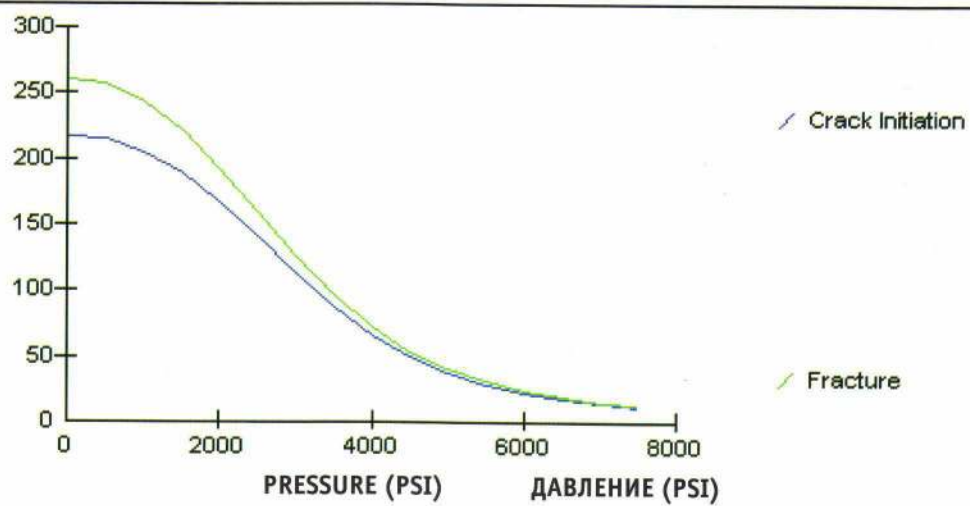
**LIFE (TRIPS)
СРОК СЛУЖБЫ
(СПУСКО-ПОДЪЕМЫ)**



Диаметр непрерывной трубы:	1,5 дюйма	CT Diameter:	1.500 in
Толщина стенки непрерывной трубы:	0,109 дюйма	Reel Diameter:	84 in
Диаметр барабана:	84 дюйма	Material:	(varies)
Радиус направляющей:	72 дюйма	CT Wall:	0.109 in
Материал:	различный	Arch radius:	72 in
Критерий модели:	появление трещины	Model Criterion:	Crack Initiation

Рис. 1. Воздействие условного предела текучести на усталостную долговечность непрерывной трубы
Figure 1: Effect of Yield Strength on CT Fatigue Life

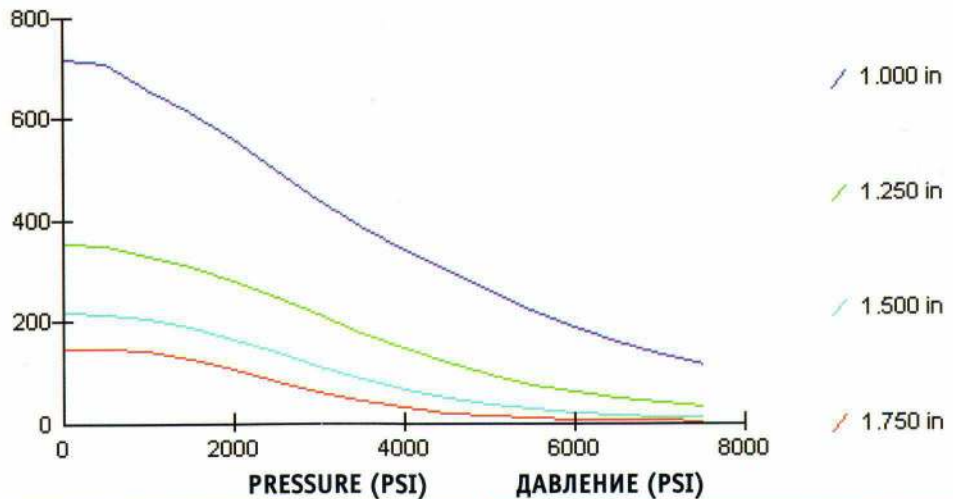
**LIFE (TRIPS)
СРОК СЛУЖБЫ
(СПУСКО-ПОДЪЕМЫ)**



Диаметр непрерывной трубы:	1,5 дюйма	CT Diameter:	1.500 in
Толщина стенки непрерывной трубы:	0,109 дюйма	Reel Diameter:	84 in
Диаметр барабана:	84 дюйма	Material:	QT-800
Радиус направляющей:	72 дюйма	CT Wall:	0.109 in
Материал:	QT-800	Arch radius:	72 in
Критерий модели:	различный	Model Criterion:	(varies)

Рис. 2. Воздействие критерия общего разрушения на усталостную долговечность непрерывной трубы
Figure 2: Effect of Failure Criterion on CT Fatigue Life

**LIFE (TRIPS)
СРОК СЛУЖБЫ
(СПУСКО-ПОДЪЕМЫ)**

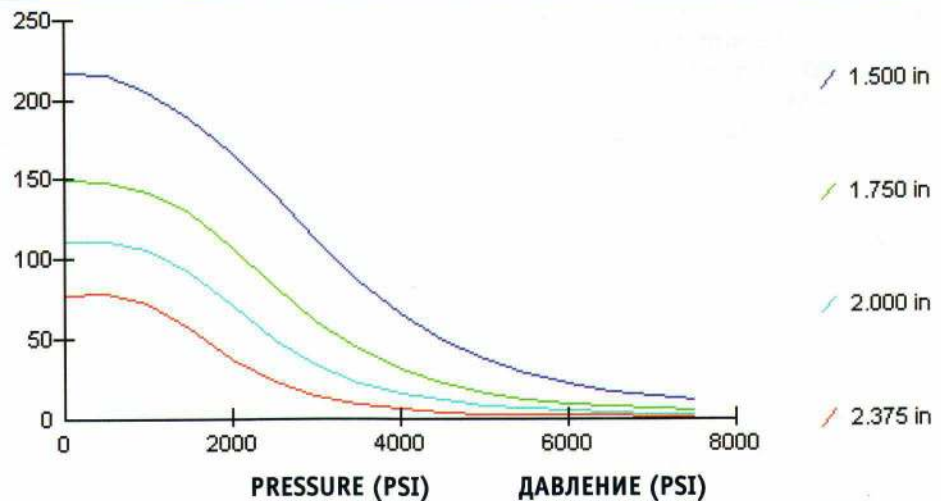


Диаметр непрерывной трубы:	различный
Толщина стенки непрерывной трубы:	0,109 дюйма
Диаметр барабана:	84 дюйма
Радиус направляющей:	72 дюйма
Материал:	QT-800
Критерий модели:	появление трещины

CT Diameter:	(varies)
Reel Diameter:	84 in
Material:	QT-800
CT Wall:	0.109 in
Arch radius:	72 in
Model Criterion:	Crack Initiation

Рис. 3. Воздействие диаметра трубы на усталостную долговечность непрерывной трубы, для труб диаметром менее 2-х дюймов
Figure 3: Effect of OD on CT Fatigue Life for OD<2.0"

**LIFE (TRIPS)
СРОК СЛУЖБЫ
(СПУСКО-ПОДЪЕМЫ)**



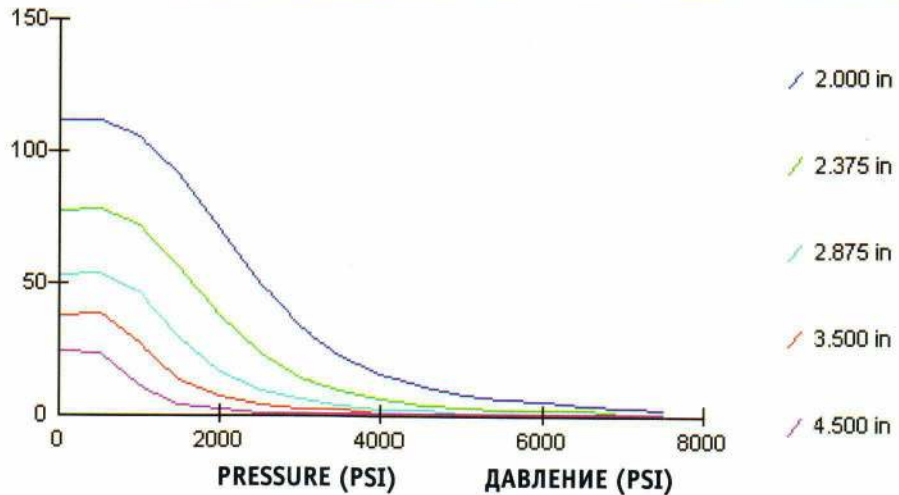
Диаметр непрерывной трубы:	различный
Толщина стенки непрерывной трубы:	0,109 дюйма
Диаметр барабана:	84 дюйма
Радиус направляющей:	72 дюйма
Материал:	QT-800
Критерий модели:	появление трещины

CT Diameter:	(varies)
Reel Diameter:	84 in
Material:	QT-800
CT Wall:	0.109 in
Arch radius:	72 in
Model Criterion:	Crack Initiation

Рис. 4. Воздействие диаметра трубы на усталостную долговечность непрерывной трубы, для труб среднего диаметра
Figure 4: Effect of OD on CT Fatigue Life for Medium Size Tubing



**LIFE (TRIPS)
СРОК СЛУЖБЫ
(СПУСКО-ПОДЪЕМЫ)**

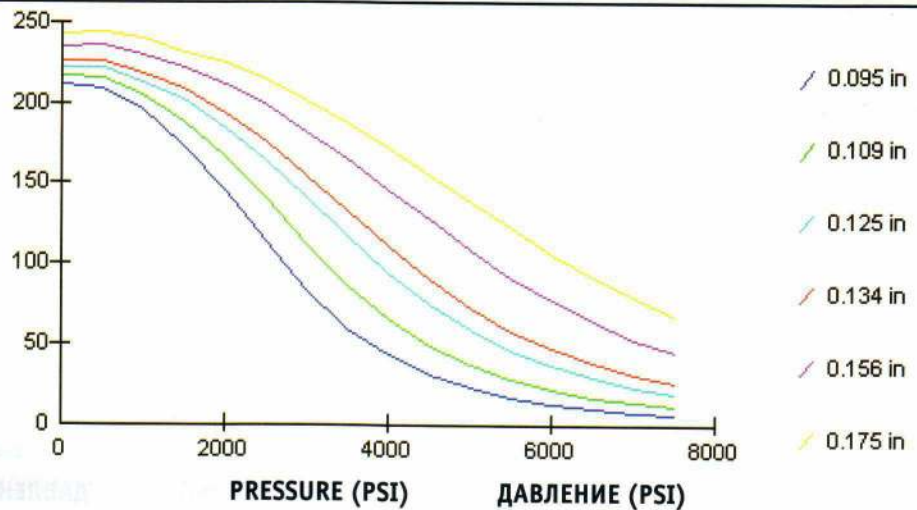


Диаметр непрерывной трубы:	различный
Толщина стенки непрерывной трубы:	0,109 дюйма
Диаметр барабана:	84 дюйма
Радиус направляющей:	72 дюйма
Материал:	QT-800
Критерий модели:	появление трещины

CT Diameter:	(varies)
Reel Diameter:	84 in
Material:	QT-800
CT Wall:	0.109 in
Arch radius:	72 in
Model Criterion:	Crack Initiation

Рис. 5. Воздействие диаметра трубы на усталостную долговечность непрерывной трубы, для труб большого диаметра
Figure 5: Effect of OD on CT Fatigue Life for Large Tubing

**LIFE (TRIPS)
СРОК СЛУЖБЫ
(СПУСКО-ПОДЪЕМЫ)**

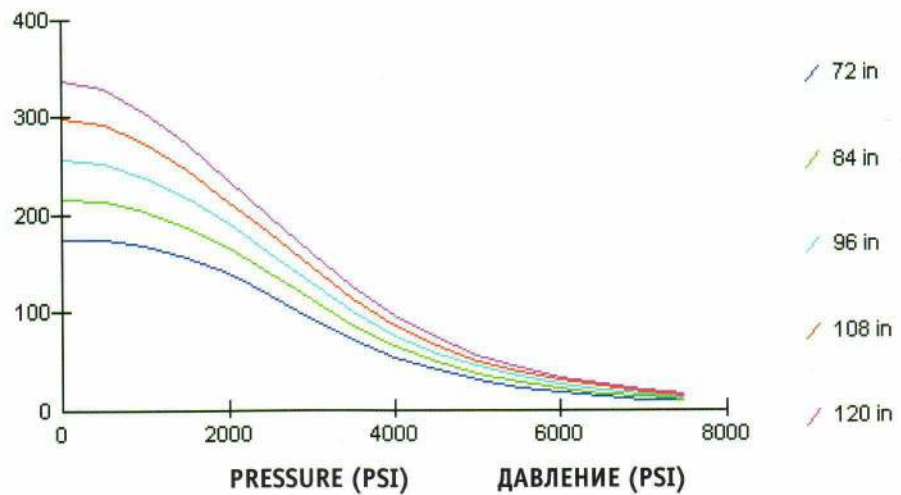


Диаметр непрерывной трубы:	1,5 дюйма
Толщина стенки непрерывной трубы:	различный
Диаметр барабана:	84 дюйма
Радиус направляющей:	72 дюйма
Материал:	QT-800
Критерий модели:	появление трещины

CT Diameter:	1.500 in
Reel Diameter:	84 in
Material:	QT-800
CT Wall:	(varies)
Arch radius:	72 in
Model Criterion:	Crack Initiation

Рис. 6. Воздействие толщины стенок на усталостную долговечность непрерывной трубы
Figure 6: Effect of Wall Thickness on CT Fatigue Life

**LIFE (TRIPS)
СРОК СЛУЖБЫ
(СПУСКО-ПОДЪЕМЫ)**

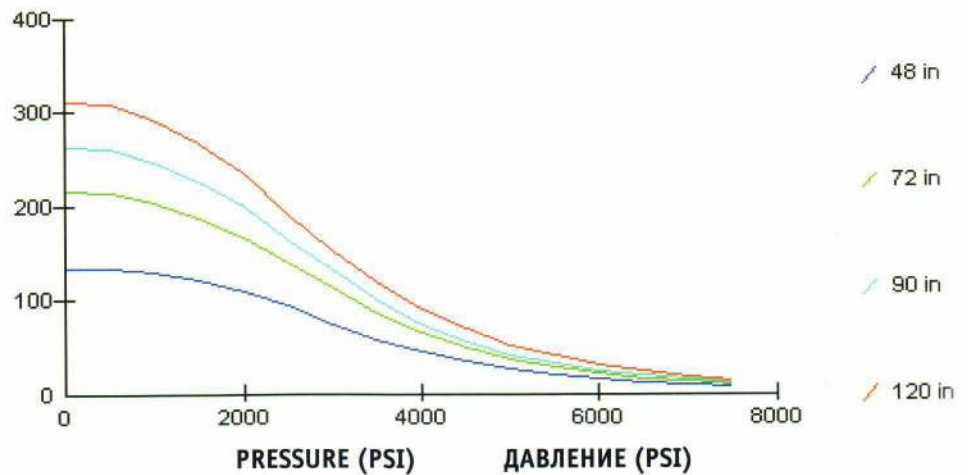


Диаметр непрерывной трубы: различный
Толщина стенки непрерывной трубы: 0,109 дюйма
Диаметр барабана: различный
Радиус направляющей: 72 дюйма
Материал: QT-800
Критерий модели: появление трещины

CT Diameter: 1.500 in
Reel Diameter: (varies)
Material: QT-800
CT Wall: 0.109 in
Arch radius: 72 in
Model Criterion: Crack Initiation

Рис. 7. Воздействие диаметра барабана на усталостную долговечность непрерывной трубы
Figure 7: Effect of Reel Diameter on CT Fatigue Life

**LIFE (TRIPS)
СРОК СЛУЖБЫ
(СПУСКО-ПОДЪЕМЫ)**



Диаметр непрерывной трубы: различный
Толщина стенки непрерывной трубы: 0,109 дюйма
Диаметр барабана: 84 дюйма
Радиус направляющей: различный
Материал: QT-800
Критерий модели: появление трещины

CT Diameter: 1.500 in
Reel Diameter: 84 in
Material: QT-800
CT Wall: 0.109 in
Arch radius: (varies)
Model Criterion: Crack Initiation

Рис. 8. Воздействие радиуса направляющей дуги (гуська) на усталостную долговечность непрерывной трубы
Figure 8: Effect of Guide Arch Radius on CT Fatigue Life

- диаметр непрерывной трубы;
- толщину стенки непрерывной трубы;
- расположение сварных швов (косых и встык);
- радиус изгиба каждой деформации трубы;
- давление внутри непрерывной трубы при каждом изгибе;
- характеристики материала непрерывной трубы;
- количество изгибов.

Теория пластичности является основой модели развития усталости Типтона. Эта теория использует алгоритм повреждений для определения отношения между напряжением и уменьшением способности участка непрерывной трубы выдерживать дополнительные нагрузки.

Рис. 1–8, полученные из модели Типтона, показывают воздействие различных факторов на усталостную долговечность колтюбинговой трубы в условиях спуско-подъема до отказа. При операции спуско-подъема происходит три изгиба в ходе операции спуска и три — в процессе подъема. Отказом или поломкой для всех рисунков, за исключением рис. 2, является развитие трещин, обозначающее появление трещины в материале. Рис. 2 сравнивает этот усталостный режим с критериями поломки с потерей герметичности, когда появляется микроскопическая течь в непрерывной трубе.

Примечание: Эти графики не включают запас прочности (коэффициент надежности) и предназначены только для качественного использования. Эти графики предполагают начало работ с новой, ранее не использовавшейся трубой.

ОТСЛЕЖИВАНИЕ УСТАЛОСТИ

Усовершенствованное программное обеспечение для моделирования усталости, подобное Cerberus™ от CTES, разделяет непрерывную трубу на отдельные участки и применяет усталостную модель к каждому участку для определения распределения напряжений, сказывающихся на процесс усталости по колонне. Основываясь на геометрии наземного оборудования, расположении участка колонны непрерывных труб и текущей глубине колтюбинга, модель отслеживает расположение каждого участка относительно мест изгиба. Программа активизирует модель усталости, когда участок находится между барабаном и стриппером и увеличивает усталостное повреждение участка. Рис. 9 показывает схему модели развития усталости в действии. Рисунок представляет информацию, описывающую геометрию наземного оборудования.

Программное обеспечение сопровождает каждый участок непрерывной трубы с барабана через инжектор и обратно. Большая часть программного обеспечения, моделирующего развитие усталости, работает не в реальном времени, и информация вводится вручную. Усовершенствованное программное обеспечение, моделирующее развитие усталости, подобное Reel-Trak™, может функционировать в режиме реального времени, с системой сбора данных, например Orion™, для обеспечения поступления информации в реальном времени о накопленной усталости в колтюбинговой колонне.

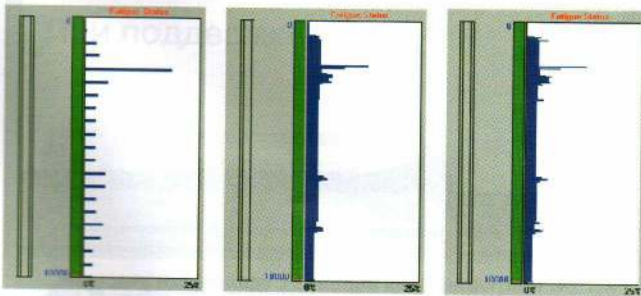


Рис. 10. Влияние длины участка непрерывной трубы на возможность отслеживания процесса усталости

Figure 10: Effect of CT Segment Length on Fatigue Monitoring



Рис. 9. Схема отслеживания изучаемого участка непрерывной трубы

Figure 9: Segment Tracking Schematic

Plasticity theory is the basis for Tipton's fatigue model. This theory uses a damage algorithm to determine the relationship between strain or stress and the reduction in the ability of a CT segment to support additional forces.

Figure 1 through Figure 8, produced from Tipton's fatigue model, show the effects of various factors on CT fatigue life in terms of trips to failure. A trip means the three bending events for RIH plus the three bending events for POOH. Failure for all of the figures except Figure 2 is crack initiation, meaning the first appearance of a crack in the material. Figure 2 compares this failure mode to the pressure loss failure criterion where a pinhole leak in the CT first appears.

NOTE: These graphs do not include any safety factor and are meant for qualitative use only. Also these graphs assume starting with virgin CT.

FATIGUE TRACKING

Advanced fatigue modeling software like Cerberus™ from CTES divides a CT string into manageable segments and applies the fatigue model to each segment in order to determine the distribution of fatigue along the string. Based on the geometry of the surface equipment, the location of the segment in the CT string, and the current CT depth, the model tracks the position of each segment relative to the bending locations. The software activates the fatigue model whenever the segment is between the reel and the stripper and increments the fatigue damage to the segment. Figure 9 is a schematic of a fatigue model in operation. The figure indicates the information describing the geometry of the surface equipment.

The software follows each CT segment from the reel through the injector and back again. Most fatigue modeling software operates off-line with data input manually. Advanced fatigue monitoring software like Reel-Trak™ can operate on-line with a data acquisition system like Orion™ to provide real-time information about accumulated fatigue in a CT string. Either way, the CT segment length determines the resolution or detail in the result. Figure 10 shows the effects of segment length on the fatigue distribution displayed to the operator.

AFFECT OF ROTATION ON FATIGUE

Current fatigue models ignore the fact that the CT rotates during its life. They assume that the CT does not rotate, which is the worst case scenario. SPE paper 60737¹ shows that the CT does indeed rotate, and gives an estimate of the increased fatigue life due to this rotation. Figure 1 from that reference (below) shows the estimated increase in fatigue life assuming that the CT rotates a fixed amount on each trip. For example, if a given section of the CT rotated 30°, the fatigue life of that section of CT will increase from 100 % without rotation to 195 % with rotation.

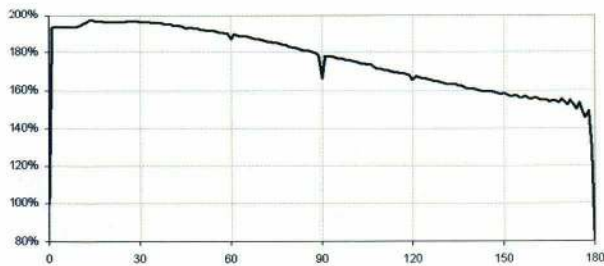


Рис. 11. Влияние вращения непрерывной трубы на усталостную долговечность

Figure 11: Effect of Rotation on Fatigue Life

Разрешение результата определяется длиной участка непрерывной трубы. Рис. 10 отражает влияние длины участка на распределение усталости, отображаемое оператору.

ВОЗДЕЙСТВИЕ ВРАЩЕНИЯ НА УСТАЛОСТЬ

Текущие усталостные модели не учитывают тот факт, что непрерывная труба вращается в ходе эксплуатации за счет продольного изгиба в скважине. Они предполагают, что колтюбинговая труба не вращается, что является недостатком данной модели. Документ SPE 60737¹ показывает, что труба на самом деле вращается, и дает оценку увеличения усталостной долговечности из-за изменения положения участков трубы от вращения. Рис. 1 из ссылки (ниже) показывает увеличение усталостной долговечности, предполагая, что непрерывная труба вращается определенное количество раз в ходе одной операции спуска или подъема. Например, если заданный участок колтюбинговой трубы совершил поворот на 30 градусов, предел усталости этого участка трубы возрастет со 100 % без вращения до 195 % с вращением.

Таким образом, текущие модели развития усталости являются консервативными в неопределенной степени из-за неизвестного числа оборотов трубы вокруг своей оси.

ПОЛУЧЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ

Как ранее упоминалось, точная информация необходима для точного усталостного моделирования. В ходе колтюбинговых работ глубина и давление закачки должны регистрироваться системой сбора информации. Далее полученная информация используется в модели развития усталости для расчета процента усталостной долговечности трубы.

CTES разработала контрольно-регистрающую систему Orion, которая совместно с моделирующим программным обеспечением Reel-Trak™ подсчитывает величину усталостного износа по длине колонны. Сегодня по всему миру работает более 150 таких систем.

ЭКОНОМИЯ

Система отслеживания усталостной долговечности колтюбинговой трубы, включая систему сбора данных и моделирования, экономит значительные денежные суммы. Интеллектуальные решения могут быть приняты для повышения усталостной долговечности и определения времени списания колтюбинговой трубы. Следующие рисунки представляют образец колтюбинговой трубы, использованной для колтюбингового бурения. Проблемы при выполнении первой операции вызвали чрезмерную усталость в одной части трубы, как показано на рис. 12. Участок этой трубы был определен на основании графика усталости, показанного на рис. 13, этот участок был удален. Оставшиеся два участка трубы были сварены, результат показан на рис. 14. Эта операция позволила сервисной компании сэкономить большие финансовые средства.

¹ Newman, K.R., Stein, D., and Ackers, M., "Rotation of Coiled Tubing", SPE 60737, SPE/ICoTA Coiled Tubing Roundtable held in Houston, TX, 5-6 April 2000.

DATA ACQUISITION

As was mentioned above, accurate input data is required for fatigue modeling to be accurate. During a CT operation the depth and pumping pressure must be recorded by a data acquisition system. This recorded data is then used by the fatigue model to calculate the percentage of the fatigue life used in the string. CTES has developed the Orion data acquisition system that work with the Reel-Trak™ modeling software to calculate the fatigue along a string. More than 150 of these systems are now working around the world.

COST SAVINGS

A CT fatigue tracking system, including the data acquisition system and modeling software, saves significant amounts of money. Intelligent decisions can be made about how to improve the fatigue life, and when to scrap the CT. The following figures give an example of a CT string that was used for CT Drilling. Problems were encountered in the first job which caused excessive fatigue in one portion of the string as shown in Figure 12. A portion of this string was identified based upon the fatigue plot, shown in Figure 13, and removed. The remaining two sections of the string were welded together with a resulting string as shown in Figure 14. This operation resulted in a large cost savings to the service company.

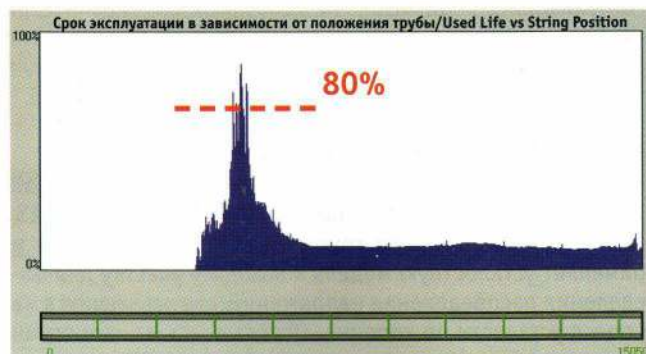


Рис. 12. Колонна с высокой усталостью из-за операций колтюбингового бурения

Figure 12: Highly Fatigued String from CT Drilling Operation

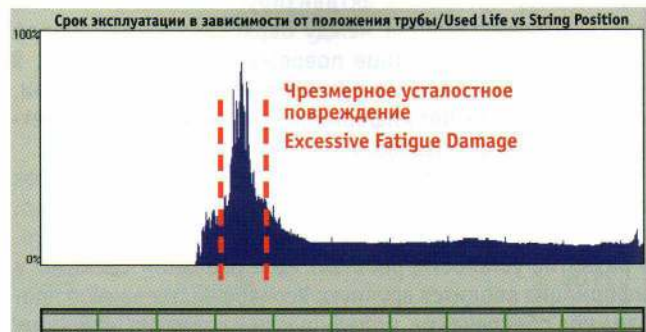


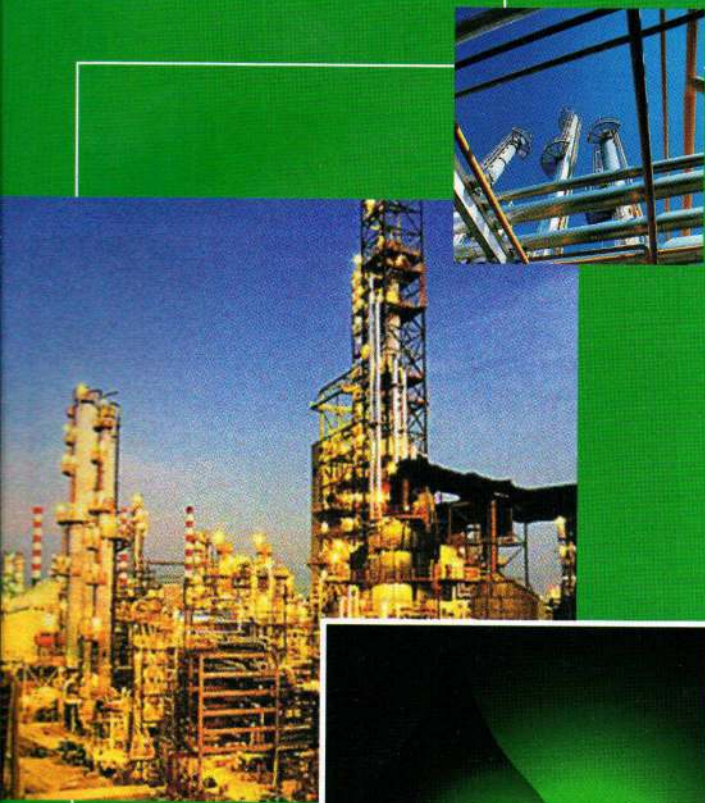
Рис. 13. Участок с определенным чрезмерным усталостным повреждением

Figure 13: Section with Excessive Fatigue Damage Identified



Рис. 14. Колтюбинговая колонна с удаленным участком с чрезмерным усталостным повреждением и позднее отремонтированная посредством приваривания участка

Figure 14: CT String with Excessive Damage Removed and Weld Repair Added



**KIOGE
2005
KAZAKHSTAN**

13-я Казахстанская
международная
выставка
и конференция

НЕФТЬ И ГАЗ

4-7 октября 2005
Алматы, Казахстан

При поддержке:



Министерства энергетики
и минеральных ресурсов
Республики Казахстан



Организаторы:



ITE LLC Moscow

129110, Москва
ул. Щепкина, д. 42, стр.2а
Тел.: +7 (095) 935 7350
факс: +7 (095) 935 7351
E-mail: oil-gas@ite-expo.ru

www.mioge.ru

ITE Group Plc

NW6 6RG, London
105 Salusbury Road, UK
Тел.: +44 207 596 5000
Fax: +44 207 596 5111
E-mail: oil-gas@ite-exhibitions.com

www.kioge.com

ДЛИННОМЕРНЫЕ ТРУБЫ В БУХТАХ

Ламин А.Б.

ОАО «Московский трубный завод «ФИЛИТ»»

Lamin A.B.,

Moscow tubing plant "FILIT"

FLEXIBLE TUBING ON SPOOLS

Длинномерные трубы, поставляемые в бухтах, получили применение в ряде отраслей промышленности и строительства, таких как прокладка кабелей, трубопроводов, организация подачи раскислителей и добавок в сталеплавильные агрегаты и др. В последнее время область применения длинномерных труб в бухтах расширяется при создании новых технологий, в том числе колтюбинговых.

Опыт производства длинномерных труб в бухтах освещён в ряде литературных источников [1, 2, 3 и т. д.], однако большинство решений относится к трубам малого диаметра, получаемых методами холодной деформации.

Создание колтюбинговой технологии проходки и подземного ремонта скважин для добычи нефти и газа потребовало существенного расширения сортамента длинномерных труб в бухтах, как по размерам поперечного сечения, так и по маркам стали. Возникла необходимость в трубах диаметром от 12 до 83 мм и более, длиной до 3000–5000 м, смотанных в бухту; эти трубы должны быть изготовлены из углеродистых сталей — для нефтегазовых скважин в нейтральной среде и из высоколегированных сталей — для нефтегазовых месторождений с агрессивными, например с сероводородсодержащими, средами.

Анализ существующих способов производства труб показал, что наиболее целесообразно изготавливать длинномерные трубы для колтюбинговых технологий на непрерывных трубоэлектросварочных агрегатах, где имеется возможность обеспечения надежной стыковки заготовки — ленты для получения труб любой заданной длины путем последующих после стыковки операций непрерывной формовки, сварки, калибровки по диаметру и непрерывного неразрушающего контроля герметичности труб перед намоткой в бухты (рис. 1).

ОАО «Московский трубный завод «ФИЛИТ»» обладает многолетним опытом изготовления высококачественных электросварных труб из углеродистых и высоколегированных сталей. Для производства труб диаметром до 20 мм из высоколегированных сталей в бухтах на заводе было установлено бухтосвёрточное устройство [4], изготовленное по представленной схеме (рис. 2). Оно состоит из станины 1, на которой жёстко закреплена рама 2. На раме смонтированы задающие ролики 3, 4, приёмный ролик 5 и гибочные ролики 6, 7, 8. Приёмный ролик выполнен снаружи обрезиненным, имеет на наружной поверхности канавку 9, расположенную по винту, на раме установлен консольно и жёстко закреплён на ней своей осью вращения в одной плоскости с осью третьего гибочного ролика 8. В случае намотки бухты вниз от среднего гибочного ролика 8 ось вращения приёмного ролика располагают соосно с ним, т.е. в одной плоскости с третьим гибочным роликом, а если намотку бухты осуществляют вверх от среднего гибочного ролика, то ось приёмного ролика располагают в одной диаметральной плоскости с осью среднего гибочного ролика.

Направление винтовой канавки на приёмном ролике зависит от его размещения относительно гибочных роликов, т.е. если приёмный ролик расположен справа от гибочных роликов, то направление сбег винтовой канавки должно быть правое, если приёмный ролик расположен слева от гибочных роликов, то направление сбег винтовой канавки должно быть левое.



Рис. 1. Производство длинномерных труб

Fig. 1. Coiled Tubing manufacturing

Flexible tubing supplied on spools, are widely used in a number of industries and in construction, such as cable laying, mainlaying, addition of deoxidizers and chemicals to steel-making vessel and so on. The application field of coiled tubing becomes wider as technologies are being developed now, as well as coiled tubing technologies.

The experience of coiled tubing manufacturing is illustrated in a number books [1, 2, 3, and so on, however the majority of applications refers to tubing with smaller O.D., that is manufactured by cold-worked methods.

The development of coiled tubing penetration technology and downhole well workover for oil and gas production in fuel and energy complex required significant broadening of coiled tubing range, as well as O.D.s and steel grades. There appeared a demand for tubing O.D.s from 12 to 83 mm, length 3000–5000 m, spooled onto a reel, this tubing has to be manufactured from carbon steel – for oil and gas wells with neutral environments and high-alloy steel for aggressive environments, for example with hydrogen sulphide.

The analysis of existing methods of tubing manufacturing shows that the most appropriate way of coiled tubing manufacturing is to use continuous electric tube-forming mills, with an opportunity to provide reliable attachment of metal tape – a raw material for manufacturing tubing of a specified length by means of attachment of continuous forming, welding, O.D. calibration and nondestructive testing of tubing hermiticity before spooling onto a reel (fig. 1).

Moscow tubing plant FILIT possesses long experience of manufacturing high-quality eclectic welded tubing for coiled tubing technologies from carbon and high-alloy steels. In order to manufacture tubing with O.D.s up to 20 mm from high-alloy steel the factory possesses a spooling unit [4], manufactured in accordance with represented draft (fig. 2). It comprises a base 1, with a fixed frame 2 installed on it. Guiding rollers 3, 4, accepting roller 5 and bending rollers 6, 7, 8 are installed on frame. The accepting roller is covered with rubber, features a groove on the outer surface 9, located inline with screw, bracket fixed on the frame with its rotation axis in one plane with axis of third

Винтовые канавки очерчены радиусом R , равным половине максимального диаметра сворачиваемой трубы 10. Глубина канавки t постоянная и составляет $0,25-0,30$ радиуса R канавки.

Приёмный ролик имеет индивидуальный привод вращения, который выполнен в виде двигателя 11, включаемого муфтой 12.

Гибочные ролики 6 и 7 выполнены приводными и имеют отдельный привод в виде двигателя 13 и редуктора 14. Гибочный третий, средний ролик 8 расположен между гибочными роликами 6 и 7, и его ось вращения смещена относительно их осей. Третий, средний гибочный ролик является холостым и для настройки на требуемый диаметр бухты снабжен винтовым механизмом 15 его радиального перемещения.

Задающие ролики служат для направления трубы в гибочные ролики. Один из них или оба имеют привод 16 вращения, который может быть отдельным или общим с гибочными роликами 6 и 7.

Бухтосвёрточное устройство работает следующим образом. Выходящая из трубоэлектросварочного агрегата труба 10 задающими роликами 3 и 4 направляется в гибочные ролики 6-8. В исходном положении третий гибочный ролик 8 приподнят, и передний конец трубы проходит через гибочные ролики без гибки. После перемещения трубы за приводной гибочный ролик 7 автоматически включается винтовой механизм 15 радиального перемещения ролика 8, который, свободно вращаясь на оси и радиально перемещаясь, прижимает трубу к приводным гибочным роликам 6 и 7, и труба начинает сворачиваться на заданный диаметр бухты. Диаметр бухты определяется межосевым расстоянием приводных гибочных роликов 6 и 7.

Свернутый участок трубы ложится на приёмный ролик 5, который вращается от свернутой трубы при отключенном приводе его вращения в процессе смотки. Благодаря наличию на приёмном ролике винтовой канавки 9, которая смещает витки трубы в направлении к торцам гибочных роликов, происходит накопление свернутых витков на приёмном ролике 5 и их собирание в несколько слоев с образованием многослойной компактной бухты. После выхода заднего конца трубы из гибочных роликов свернутая бухта полностью оказывается на приёмном ролике 5. В это время включают двигатель 11, который начинает вращать приёмный ролик в направлении, обратном его холостому вращению при свертке бухты. При этом винтовая канавка плавно и равномерно сгоняет бухту с приёмного ролика виток за витком на консоль бухтонакопительного устройства. Затем дается команда гибочному среднему ролику занять исходное положение перед циклом гибки и смотки следующей трубы.

Представленное на схеме бухтосвёрточное устройство предназначено для смотки труб в бухту без сердечника, что позволяет уменьшить вес при их транспортировке. Однако для проведения испытаний труб внутренним давлением и эксплуатации их на колтубинговой установке необходима намотка длинномерных труб на барабан.

С этой целью АО «Московский экспериментальный завод «Металлист»» разработана и поставлена МТЗ «ФИЛИТ» опытно-промышленная установка для намотки труб на барабан, оснащенная укладчиком витков трубы, обеспечивающим плотную и равномерную намотку в процессе производства, последующих гидроиспытаний и эксплуатации.

В результате совместной работы двух заводов на ОАО «МТЗ

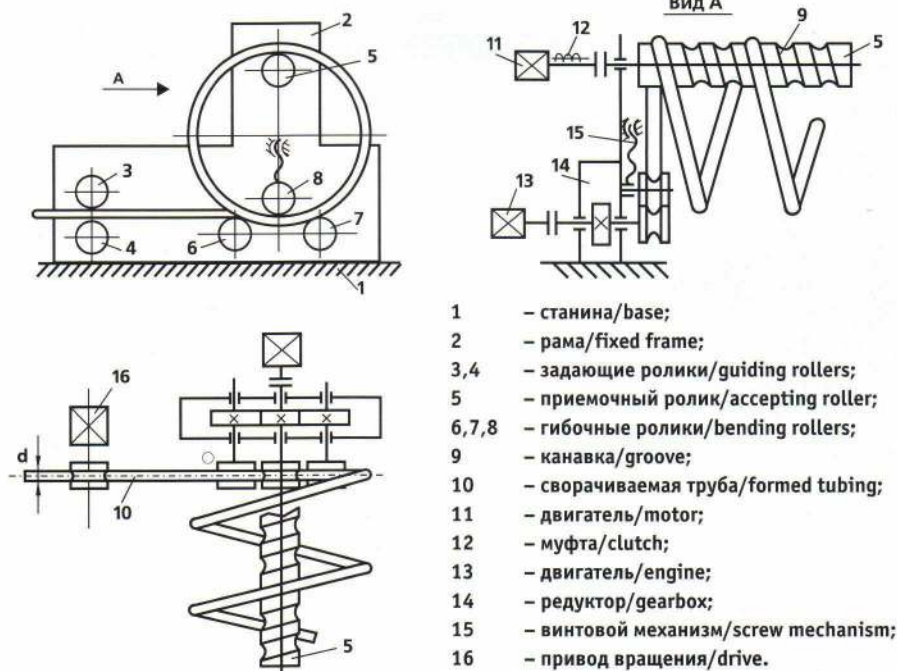


Рис. 2. Бухтосвёрточное устройство

Fig. 2. Spooling unit

bending roller 8. When it is necessary to spool the reel down from middle bending roller 8, the rotation axis of accepting roller is located coaxial, that is in one line with third bending roller, and when the reel is spooled up from middle bending roller, the axis of accepting roller is located in one diametrical plane with axis of middle bending roller.

The direction of screw groove on accepting roller depends on its location relating bending rollers that is if accepting roller located to the right from bending rollers, the direction of runout of screw groove should be right, if accepting roller located to the left from bending rollers the direction of runout of screw groove should be left. The screw grooves are defined with radius R , which is equal to the half of maximum diameter of formed tubing 10. The groove depth t is constant and is equal to $0,25-0,30$ of groove radius R .

The accepting roller has separate rotating drive, that is made as a motor 11, actuated with a clutch 12.

The bending rollers 6 and 7 have drive design and have a separate drive – engine 13 and gearbox 14. The bending middle roller 8 is located between bending rollers 6 and 7 and its rotation axis is moved aside relating their axis's. The third middle roller is and idle roller and in order to set a required O.D. is equipped with screw mechanism 15 for its radial movement.

The guiding rollers are designed to guide the tubing to the bending rollers. One or two has a drive 16, that could be separate or it could be the drive of bending rollers 6 and 7.

The spooling mechanism operate in a specified below way:

The tubing as it goes out from tubing mill 10 with rollers 3 and 4 is guided to the bending rollers 6-8. In its initial position the third bending roller 8 is elevated and the tubing end passes bending rollers without bending. After the tubing passes the drivable bending roller 7, the mechanism of radial movement 15 of roller 8 is automatically actuated, that freely rotating and moving is radial way holds tubing down to the drivable bending rollers 6 and 7 and tubing is getting spooled on a specified reel diameter. The spool O.D. is defined with interaxis distance of drivable rotating rollers 6 and 7.

The spooled tubing piece is attached to a accepting roller 5, that is rotated with spooled tubing if the drive is turned off as it rotates while spooling. Due to screw groove on a accepting roller 9, that moved coils to the butt-end of bending



«ФИЛИТ» была создана экспериментальная линия для производства длиномерных труб длиной до 1500 м с намоткой бухты на барабан. В линию вошли агрегат для разрезки рулонного листового проката на заданные размеры и трубоэлектросварочный агрегат с разматывателем рулонного проката, стыкосварочный стол, формовочный, сварочный и калибровочный агрегаты, иглофрезерное устройство для зачистки шва на трубе и устройство для намотки трубы на барабан. Была предусмотрена также возможность оснащения линии дефектоскопом и дефектоотметчиком труб. Дополнительный контроль труб внутренним давлением до 63 МПа производили на заводе «Металлист» перед монтажом на колюбинговую установку (УПД, МУРС-12 и др.). Ремонт труб путем заварки выявленных одиночных дефектов производился непосредственно в процессе гидроиспытаний, с последующим дополнительным контролем.

По разработанным ОАО «ФИЛИТ» и АО «МЭЗ «Металлист» техническим условиям изготовлена опытная партия труб в бухтах размерами сечения $\varnothing 33 \times 2,5$ мм, длиной 2500 м. Ими были укомплектованы колюбинговые установки МУРС-12, которые испытывали на ряде полигонов и промышленных нефтегазовых месторождениях при подземном ремонте скважин.

Испытания подтвердили возможность и целесообразность применения труб из высоколегированных (нержавеющих) марок сталей типа X18H10T для колюбинговых работ в нейтральных и агрессивных средах. Вместе с тем установлена возможность существенного повышения технических характеристик длиномерных труб для колюбинговых установок в части подбора новых коррозионноустойчивых сталей для работы в условиях многократного изгиба при низких температурах, а также для жаркого климата и различных, в том числе агрессивных, сред. Основой для таких разработок могут послужить известные результаты исследований условий эксплуатации труб в колюбинговых установках [5] и материалов для колюбинговых труб [6, 70].

Литература

1. Савин Г.А. Волочение труб. — М.: Metallurgy, 1993. — 331 с.
2. Паршин В.С., Фотов А.А., Алёшин В.А. Холодное волочение труб. — М.: Metallurgy, 1979. — 238 с.
3. Шевченко А.А., Резников Е.А., Ляховецкий А.С. и др. Совершенствование процессов и оборудования для производства холоднодеформированных труб. — М.: Metallurgy, 1979. — 237.
4. Бухтосвёрточное устройство. А.с. №1269871, 1986. Булл. изобр. № 42.
5. Вайншток С.М., Молчанов А.Г., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб. — М.: Изд. Академии горных наук, 1999. — 300 с.

rollers, the coils are accumulated on accepting roller 5, and its gathering in many layer as a multilayer spool. As the rear tubing end exits the bending rollers, the spooled reel appears on accepting roller 5. At this time they actuate motor 11, that starts rotating of accepting roller in direction reverse its idle rotation direction as the tubing is being spooled. The screw groove moves the spool from accepting unit is a smooth and even way, layer by layer to the spool gathering unit. Than they send command to the bending middle roller to take initial position before bending cycle and spooling of following tubing.

The represented spooling unit is design to spool the tubing without any core, that allows to reduce weight for the transportation purposes. However, in order to test tubing with internal pressure and operation with coiled tubing it is necessary to spool tubing onto a reel.

For the purpose Moscow experimental plant Metallist developed and supplied FILIT a prototype for spooling tubing onto a reel, equipped with lubing layer, that provides tight and uniform spooling and tube is being milled, hydraulically tested and operated.

As a result of joint activity of two factories FILIT created a prototype line for manufacturing of continuous tubing up to 1500 m long with tubing spooling onto a reel. The line features a machine for cutting continuous sheet roll into a pieces of a specified size, and tubing welding unit with unspooling unit for continuous sheet roll, attachment unit, forming, welding, O.D. calibration units, milling unit for deseaming and tubing spooling device. There was provided for an opportunity for equipping the line with defectoscope and tubing defect marker. The additional control of tubing with pressure up to 63 MPa was conducted at Metallist factory before installation on coiled tubing unit (UDP, MURS-12 and others). The repair of tubing by means of welding single detected defects has been conducted at the time of hydraulic tests with following additional control.

In accordance with developed by FILIT and Metallist specification there has been manufactured experimental coiled tubing of $\varnothing 33 \times 2,5$ mm, length 2500 m, that has been installed on coiled tubing units MURS-12, that were tested on a number of fields while servicing wells.

The test have proven the feasibility and advisability of tubing application from high-alloy (stainless) steel, grades X18H10T for coiled tubing operations in neutral and aggressive environments. Besides, there is an opportunity to increase significantly properties of coiled tubing in particular for the selection of new, corrosion resistant steels for operation under conditions of numerous bends under low temperatures, as well as for hot climate and different, as well as aggressive environments. The ground for such research could be the known results form the research of coiled tubing operating conditions with coiled tubing units [5] and materials for tubing [6, 7].

Literature

1. Savin G.A. Pipe drawing. — M.: Metallurgy, 1992. — 331 p.
2. Parshin V.S., Fotov A.A., Aleshin V.A. Cold pipe drawing. — M.: Metallurgy, 1979. — 238 p.
3. Sevchenko A.A., Reznikov E.A., Lyakhovetski A.S. Perfection of processes and equipment for manufacturing of cold-worked tubing. — M.: Metallurgy, 1979. — 237 p.
4. Spooling unit. Inventors certificate №1269871, 1986. Bulletin pic # 42
5. Vainshtock S.M., Molchanov A.G., Nekrasov V.I., Chernobrovkin V.I. Coiled tubing downhole services and well drilling. — M.: Academy of mining science, 1999. — 300 p.



ОПЫТ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ОАО «УРАЛЛУКТРУБМАШ» ДЛИННОМЕРНОЙ БЕЗМУФТОВОЙ ТРУБЫ

ДОКЛАД НА 5-Й ВСЕРОССИЙСКОЙ КОЛТЮБИНГОВОЙ КОНФЕРЕНЦИИ (21.09.2004, г. ТЮМЕНЬ)

А.М. Козловский,
А.В. Брылкин,
Е.Л. Симанов,
ОАО «УралЛУКтрубмаш»

A.M. Kozlovski,
A.V. Brylkin,
E.L. Symanov,
UralLUKtrubmash

URALLUKTRUBMASH EXPERIENCE OF COILED TUBING MANUFACTURING

THIS PAPER WAS PRESENTED DURING THE 5-TH ALL-RUSSIAN
CT CONFERENCE (21.09.2004, TYUMEN)

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

Если ранее наиболее широко длинномерные трубы в бунтах (ДТБ) применялись с использованием специальных спускоподъемных агрегатов при ремонтных работах на нефтяных и газовых скважинах (для промывки гидратных, парафиновых и песчаных пробок, подачи в призабойную зону различных технологических жидкостей), то на сегодняшний день несомненную перспективу имеет применение ДТБ не только для работ по КРС, но и для зарезки боковых стволов и бурения на депрессии. Экономический, технический и экологический эффект применения длинномерных труб уже более чем очевиден. В таких условиях на первый план выходит вопрос надежности труб и повышения их эксплуатационного ресурса при проведении достаточно сложных работ.

ОАО «УралЛУКтрубмаш» — первый и пока единственный отечественный производитель длинномерных труб. Технология производства ДТБ была разработана УралНИТИ независимо от зарубежных производителей.

Трубы челябинского производства сертифицированы в системе сертификации ГОСТ Госстандарта России, сертификат выдан Сертификационным центром «ВНИИГАЗ-Сертификат». Система качества ОАО «УралЛУКтрубмаш» сертифицирована на соответствие требованиям международного стандарта ИСО 9001-2000.

Безмуфтовые длинномерные трубы, изготовленные ОАО «УралЛУКтрубмаш», эксплуатируют многие крупные нефтегазодобывающие предприятия России, такие как ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь», ОАО «Татнефть», ООО «Ямбурггаздобыча», ООО «Уренгойгазпром», ЗАО «Урал-Дизайн», ООО «Ноябрьскгаздобыча», ОАО «Роснефть-Пурнефтегаз», ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз», ООО «Надымгазпром», ООО «Кавказтрансгаз», ТПП «Когалымнефтегаз», ЗАО «НПО УренгойГеоРесурс», ООО «КАТКОнефть», ООО «Специальное конструкторское бюро колтюбинговых машин» и др.

Как видно, среди потребителей — нефте- и газодобывающие компании, осуществляющие колтюбинговые работы силами собственных подразделений КРС, предприятия газотранспортной системы, сервисные компании, предприятия, выпускающие колтюбинговое оборудование. Очевидно, только постоянное изучение того опыта эксплуатации, кото-

Earlier coiled tubing was used with special tripping units for oil and gas well servicing (flushing of hydrate, paraffin and sand plugs, pumping of different working fluids to bottomhole zone), but today there is a great opportunity for coiled tubing application not only for workover but also for sidetracking and underbalanced drilling. The economical, technical and ecological impact of the application of coiled tubing is evident. Under such conditions the most important issue is tubing reliability and increase of working life while conducting complicated jobs.

UralLUKtrubmash is the first and only domestic manufacturer of coiled tubing in Russia. The technology of tubing manufacturing has been developed by URALNITI independently from technology of foreign manufacturers.

The tubing of Cheliabinski plant has been certified in accordance with GOST of Goststandart of Russia. Additionally, certification has been issued by certification center of VNIIGAZ-Certificate. The quality assurance system of UralLUKtrubmash has been certified for conformity with international standard ISO 9001-2000.

The coiled tubing manufactured by UralLUKtrubmash has been operating by more than a dozen major oil producers in Russia, such as Surgutneftegaz, LUKoil-Western Siberia, Tatneft, Yamburg-gazdobycha, Urengoigazprom, Ural-Design, Noyabrskgazdobycha, Rosneft-Purmeft, Rosneft-Krasnodarneftegaz, Nadymgazprom, Kavkaztransgaz, Kogalymneftegaz, UrengoiGeoResurs, KATKOneft, Special engineering department of coiled tubing units and others.

Among customers are oil and gas producing companies, performing coiled tubing jobs with their own servicing departments, companies of gas-transport industry, service companies and manufacturers of coiled tubing units. It is obvious that only continuous research of operating experience that user companies possess will be the force to perfect coiled tubing performance. That is why UralLUKtrubmash conducts customer surveys. The latest survey is being conducted at this time. The survey has obtained data on kinds of coiled tubing units, working pressure limits, number of trips, coiled tubing working life and number and kinds of tubing repairs.

Even today, based on the gathered information it is possible to see that the coiled tubing fleet is growing and such companies as Surgutneftegaz and Gazprom are among the 10 world

рый есть у этих предприятий, может стать двигателем совершенствования эксплуатационных характеристик труб.

Поэтому ОАО «УралЛУКтрубмаш» постоянно проводит опросы потребителей. Последний такой опрос идет и в настоящее время. В ходе него получены данные о типах применяемых установок для колтюбинга, величинах рабочих давлений, количестве спуско-подъемных операций, пробеге длинномерных труб при их использовании, количестве и видах ремонтов труб.

На основании полученной информации уже сегодня можно с удовлетворением отметить, что парк установок в России растет и такие компании, как «Сургутнефтегаз» и «Газпром», уверенно входят в первую мировую десятку по их количеству.

Средняя наработка ДТБ производства ОАО «УралЛУКтрубмаш», по данному опросу, составила 95 спуско-подъемных операций, максимальное количество операций составило 243 спуско-подъема.

Главными факторами, влияющими на ресурс длинномерных труб, являются количество спуско-подъемных операций, величины рабочих давлений, воздействие агрессивных сред, утонение стенки и овализация трубы, марка и качество металла, из которого изготовлена труба.

При анализе полученных данных еще раз подтверждена зависимость срока службы трубы от величины относительного удлинения материала, из которого она изготовлена: с ростом относительного удлинения ресурс длинномерных труб повышается. По накопленной с 2000 г. статистике и результатам натурных экспериментов ОАО «УралЛУКтрубмаш» проведена оптимизация режимов термообработки труб и выявлен диапазон температур, наиболее полно отвечающий всем требованиям, предъявляемым к физико-механическим свойствам труб.

Наблюдается зависимость ресурса ДТБ от эксплуатирующей ее организации. Срок службы трубы может быть значительно снижен в результате неправильной эксплуатации. Поэтому отдельно нужно отметить необходимость соблюдения тех рекомендаций, которые получает каждый потребитель ДТБ производства ОАО «УралЛУКтрубмаш». Правила эксплуатации труб стальных сварных длинномерных в бунтах изложены в руководстве по эксплуатации РЭ-ДТБ-02 и технических условиях ТУ 14-ЗР-38-2000. Вкратце их можно свести к следующему:

- Проведение входного контроля и внешнего осмотра перед эксплуатацией.
- Проведение гидротеста трубы после намотки на рабочий барабан (для работы при отрицательных температурах окружающего воздуха необходимо применять только незамерзающую жидкость).
- Направляющие узлы и детали установки, а также вкладыши тягового механизма не должны оставлять на трубе риск и задиры.
- Радиус направляющего гусака установки должен быть не менее 1200 мм (для труб диаметром 33 и 38 мм).
- На колтюбинговой установке обязательно должны быть смонтированы контрольные приборы для замеров давления, веса трубы, скорости перемещения.
- Установка на скважине должна быть надежно зафиксирована во избежание случайных перемещений во время работы.

ranked companies according to the number of coiled tubing units in operation.

The average working life of tubing, according to the survey is 95 RIN and POOH, and the maximum number of jobs amounted to 243 RIN and POOH.

The main factors affecting tubing life are number of trips, working pressure, impact of aggressive environments, wall thinning and ovalization of tubing and tubing steel grade and quality.

Analysis of obtained data also confirms dependence of tubing working life on the value of relative material elongation. In accordance with gathered statistical information since 2000 and results of full-scale experiments, UralLUKtrubmash optimized the conditions of tubing thermal treatment within a defined temperature range that corresponds as much as possible to all the requirements for physical and mechanical tubing properties.

There is a dependence of tubing life on the skills of the operating company. The tubing life could be significantly reduced as a result of abuse. That is why it is necessary to indicate separately the need for adherence to the recommendations that are given to every customer of UralLUKtrubmash. The operating rules of steel coiled tubing are presented in operating manual RE-DBT-02 and specification TU 10-3R-38-2000. In short the operating manual describes the following procedures :

- Acceptance check and visual inspection before use.
- Hydraulic test of tubing after spooling onto a working reel (for operation under low temperatures it is necessary to use non-freezable fluid only).
- Guiding parts and assemblies of the unit as well as bearing brass should not mark tubing.
- The guiding arch radius should at least be 1200 mm.
- Coiled tubing unit should feature monitoring devices.
- Unit should be securely fixed on a well in order to avoid accidental movements during operations.
- It is not permitted to use coiled tubing with operational characteristics, exciding those given in equipment certificate and to use coiled tubing with the defects revealed in the process of use.
- It is prohibited to use fluids that freeze or thicken at low temperatures before pumping technological fluid to coiled tubing, the latter should be warmed until it reaches temperature above zero. After the services are finished the tubing should be flushed and dried.



Гидротест ДТБ

CT water test



- Не допускается эксплуатация длинномерных труб в бунтах при рабочих параметрах, превышающих значения, указанные в паспорте, а также труб с выявленными в процессе работы дефектами.
- В случае использования жидкостей, замерзающих или загустевающих при пониженных температурах, перед заполнением технологической жидкостью ДТБ ее необходимо прогреть до положительной температуры, а по окончании технологических операций трубу необходимо промыть и просушить.
- В процессе эксплуатации необходимо проверять техническое состояние труб визуально и с помощью средств измерения.
- Недопустимо нанесение задиrow, вмятин и других механических повреждений на трубу в процессе ее эксплуатации.
- При обнаружении свища или трещины работу необходимо немедленно остановить, трубу поднять и отправить на ремонт.



Линия термообработки БДТ

CT heat treatment line

При соблюдении этих простых правил можно говорить о прогнозируемом сроке службы ДТБ не менее гарантированного заводом ресурса.

Необходимо обратить внимание, что в процессе эксплуатации труба подвергается растяжению под собственным весом и знакопеременному изгибу, нагружается внутренним давлением, а также испытывает воздействие агрессивных сред, как проходящих по трубе, так и находящихся в самой обрабатываемой скважине. Кроме того, сегодня существует тенденция к увеличению глубины скважин, что требует еще более высоких эксплуатационных свойств труб.

Для получения качественных труб, обеспечивающих необходимый ресурс при таких условиях эксплуатации, требуется сталь с высокими физико-механическими характеристиками. Трубы в бунтах изготавливаются из стали 10 ГМФ, по химическому составу и механическим свойствам близкой к стали ASTM A 606, из которой производят гибкие трубы за рубежом. Разработка и совершенствование стали осуществляется совместно с ЦНИИЧЕРМЕТОм и Череповецким металлургическим комбинатом «Северсталь».

Однако не только физико-механические свойства играют основную роль в увеличении ресурса труб. Для производства ДТБ необходима сталь, не имеющая дефектов, могущих привести к преждевременному разрушению трубы, или неметаллических включений, провоцирующих появление таких дефектов. Наличие в металле таких неметаллических включений, как недеформирующиеся силикаты, может способствовать плен и точечной коррозии. Так, у разрушившейся в процессе эксплуатации ОАО «Сургутнефтегаз» трубы в местах разрушения была обнаружена поперечная плена языкообразной формы и сквозной дефект. При последующем исследовании этих дефектов было установлено, что загрязненность металла недеформирующимися силикатами в зоне разрушения трубы превышает допустимые нормы.

При обнаружении в заводских условиях плен, закатов и расщеплений неоднократно подтверждалось превышение допустимого уровня неметаллических включений в зонах этих дефектов. Как показывает практика предприятия, на металле плавков, имеющих более высокий средний балл неметаллических включений, обнаруживается большее количество таких дефектов.

В настоящее время в целях предотвращения поступления в производство некачественного металла ОАО «УралЛУКтруб-

- As tubing is in-service it is necessary to check tubing conditions visually and with measuring devices.
- No tearing, dents and other mechanical imperfections are allowed while tubing is in-service.
- Should there be any flaws or cracks detected it is necessary to stop the operation, retrieve the tubing and have it repaired.

The observation of such simple rules will assist to ensure working life not shorter than factory assured lifetime.

It is necessary to draw attention to the fact that during the life of the tube it is subjected to elongation under its own weight and alternating bending, internal pressure, and is also subjected to aggressive environments in tubing and in a well that is being serviced. Besides, there is a tendency to well deepening that requires higher service properties of the tube.

In order to improve the reliability of the tubing so that it will provide necessary working life under such conditions it is necessary to use steel with high physical and mechanical properties. The coiled tubing is manufactured from steel grade GMF, according to chemical composition and mechanical properties close to ASTM A 606 steel, the steel coiled tubing is produced in mutual cooperation with CNIICHERMET and Cherepovets Metallurgy Plant Severstal.

However, not only physical and mechanical properties play principal roles in determining tubing working life. In order to produce coiled tubing it is necessary to use steel that does not have any imperfections which could lead to premature tubing defects or failure or have any non-metal inclusions imperfections that may result in premature failure. The presence of such non-metal inclusions, such as rigid silicates, especially under conditions of cyclic bend could facilitate the development of blisters and point corrosion. A tubing failure at Surgutneftegaz had a cross blister of a tongue shape and a trough flaw. After following research of this flaw it has been defined that metal pollution with rigid silicated in area adjacent to location of a flaw exceeded allowable standards.

Should any blisters, laps or lamination be detected it is often the case that the area adjacent to this location contains excessive quantity of non-metal inclusions. As experience shows, the metal heats with high average rate of non-metal inclusions detected has bigger number of such flaws.

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

маш» проводит 100 %-ный входной контроль неметаллических включений. Например, при металлографическом контроле были проведены исследования каждого поступившего рулона штрипса одной партии. На многих из них балл силикатов недеформирующихся, хрупких и пластичных превышал допускаемые нормы. Штрипс был забракован и в производство не задавался.

Таким образом, можно сделать вывод, что ресурс труб находится в прямой зависимости от наличия и вида неметаллических включений в материале, из которого они изготовлены.

При обрыве трубы финансовые потери при отсутствии возможности ее извлечения включают стоимость бурения скважины, ее обустройства и потерю добычи нефти или газа. Поэтому требования к длинномерным трубам очень высоки.

ОАО «УралЛУКтрубмаш» стремится обеспечить рынок России отечественными длинномерными трубами, но они должны быть конкурентоспособными с зарубежными аналогами. Для решения этой задачи необходима прежде всего высококачественная заготовка для длинномерных труб.

С целью исключения поставки некачественного металла для производства ДТБ в 2004 г. были ужесточены требования по неметаллическим включениям к стали 10 ГМФ и совместно с металлургами «Северстали» разработана новая марка стали, производство опытной партии труб из которой намечено на 2005 г. Одновременно ожидается поставка качественного металла зарубежного производства по ASTM.

Износ длинномерной трубы при ее эксплуатации происходит неравномерно по длине. Наименьший ресурс имеют участки трубы, располагаемые в верхней части скважины при ее обработке: эти участки подвержены большим растягивающим напряжениям под действием веса трубы, большим значениям рабочего давления и испытывают большие напряжения изгиба при намотке на барабан, так как радиус намотки по мере погружения в скважину уменьшается.

Таким образом, наибольший ресурс имеют участки трубы, наиболее удаленные от начала бунта и эксплуатируемые на максимальных глубинах, а также участки, расположенные в самом начале бунта и не участвующие в работе, вследствие того что глубина обрабатываемой скважины заведомо меньше длины бунта. Очевидно, что выведение из эксплуатации всего бунта при истечении ресурса его части нецелесообразно.

Изношенные части длинномерной трубы вырезают, а оставшиеся — стыкуют и сваривают. Таким образом, получают трубу, пригодную для дальнейшей эксплуатации. Однако нужно отметить, что увеличение таким образом ресурса ДТБ возможно лишь при правильно проведенном ремонте трубы. ОАО «УралЛУКтрубмаш» готово оказать помощь в освоении технологии ремонта труб как в полевых условиях, так и в условиях специализированных ремонтных баз. Причем объем этой помощи зависит от желания заказчика — начиная с предоставления рекомендаций и заканчивая полноценным ремонтом силами заводской бригады с выездом на место эксплуатации.

Сегодня основные российские нефтегазодобывающие компании приняли программы развития, направленные на повышение эффективности бизнеса. Нефтегазовый бизнес становится все более профильным, на первое место выходит рост или поддержание объемов добычи углеводородного сырья. Особенно остро этот вопрос стоит перед предприятиями, ведущими добычу на месторождениях поздней стадии разработки.

Очевидно, что одной из наиболее эффективных для решения этих задач является технология, базирующаяся на использовании длинномерных труб и колтюбинговой техники. Выражаем уверенность, что число предприятий, использующих колтюбинг, будет расти, а надежность самой техники и труб — повышаться.

Информация обновлена по просьбе редакции

Today, in order to prevent low quality metal from reaching the finished tube product, UralLUKtrubmash introduces 100% acceptance inspection of non-metal inclusions. For example, during metallographic inspection every strip roll was inspected. Many of them had excessive amount (according to allowable figures) of rigid, fragile and plastic silicates. The strips were considered to be defective and were not used in manufacturing.

So, it is possible to make a conclusion that tubing life directly depends on the presence of non-metal inclusions in materials it has been manufactured from.

Should tubing part in service and if it would be not possible to retrieve the tubing from the well, the loss includes the cost of well drilling, completion and loss of oil or gas production. That is why requirements to coiled tubing are very strict.

UralLUKtrubmash strives to provide the Russian market with domestic coiled tubing, but this mill must be competitive with foreign samples. First of all in order to solve this issue it is necessary to use high quality raw materials.

In order to eliminate supplies of low quality metal for the manufacturing of coiled tubing in 2004 they made the requirement for more strict regulation of non-metal inclusion to the steel grade GMF and along with Severstal developed a new steel grade. In 2005, it is planned to produce coiled tubing with this new grade of steel. At this time the company expects a delivery of foreign quality metal in accordance with ASTM.

The wear of coiled tubing as it is being used is uneven from top to bottom. The tubing segments located in the upper part of the well have shorter working life because these sections are subjected to higher stretching stresses under the tubing weight, higher working pressure and are subjected to higher bending stress as the tubing is spooled onto the reel because the spooling radius is reduced as the tubing is run in hole.

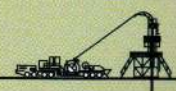
The tubing segments located as far as possible from spool in the upper part of the well have shorter working life than those that are operated at maximum depth. It is evident that putting the whole spool out of service when the working life of only one section of the tubing length is over is inefficient and not cost effective.

The worn-out sections of tubing are cut and taken out, and the remaining sections of the tubing are then welded together so as to make tubing suitable for further operations. However it is necessary to admit that working life increase is possible only provided that the servicing has been done in a proper way. UralLUKtrubmash is ready to assist in the mastering of the technology under field conditions as well as in specialized repair depots. The extent of the assistance depends on customer's desire, from recommendations to the full-scale repair by factory crew at a customer's location.

Today, the major Russian oil and gas companies have accepted the development programs, aimed at business efficiency increase. Oil and gas business is receiving a higher profile and the growth or maintenance of hydrocarbon production is very important. It is especially a vital question for enterprises that produce from fields of later development stage.

It is evident that one of the most effective ways to solve these issues is a technology based on coiled tubing use and coiled tubing equipment. We are confident that the number of enterprises that uses coiled tubing will grow, and reliability of tubing and equipment will increase.

The information was updated at the instance of the Editorial Staff.



ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ КРИВАЯ УСТАЛОСТИ НЕПРЕРЫВНОЙ ТРУБЫ

COILED TUBING STRESS-CYCLE DIAGRAM

Н.Ю. Перов,
научный сотрудник АО "ВНИИнефтемаш"
N.Y. Perov,
research engineer of JSC "Neftemash"

В практике изучения состояния непрерывной трубы при малоцикловом изгибе используются экспериментальные кривые, построенные на основании реальных замеров [1]. Кривые также могут быть построены в осях напряжение (например, амплитуда напряжения цикла нагружения) — количество циклов нагружения. Такая кривая напоминает известную кривую усталости Веллера [2] (рис. 1). Смысл кривой Веллера — в установлении предельного числа циклов нагружения до разрушения при циклическом нагружении образца. При этом правая часть кривой Веллера является характерной: показывает, при каком максимальном напряжении количество циклов до разрушения достигнет условных 10⁸ или другого установленного значения. Однако левая часть графика — до резкого изменения направления кривой — для нас представляет больший интерес, т.к. напряжение испытания в первых циклах кривой (также как и в рабочих условиях для трубы) значительно превышает предел упругости. Кривая Веллера основывается на опытных данных, для получения которых необходимо значительное

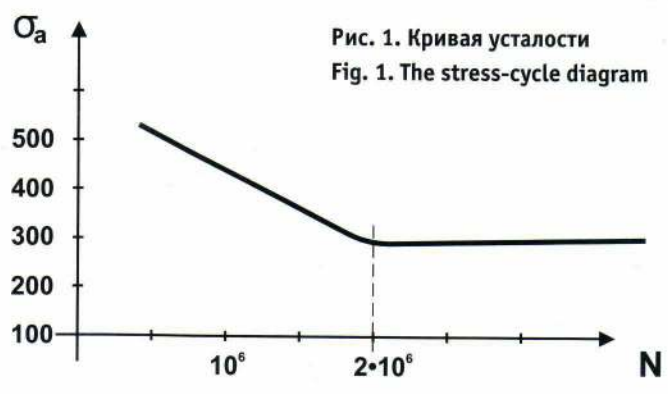


Рис. 1. Кривая усталости
Fig. 1. The stress-cycle diagram

The study of coiled tubing condition under low cycle bending uses experimental diagrams, based on real measurements (1).

The diagrams could be based on stress axis's (for example the stress amplitude of loading cycle) – number of loading cycles. This diagram reminds the well-known stress-cycle diagram of Veller (2) (fig.1). The idea of stress-cycle diagram of Veller is to fix the maximum cycle number of load before collapse at repeated loading of the sample. At the same time the right section of Veller diagram is typical: it shows the maximum tension the cycle number before collapse reaches relative 10⁸ or any other fixed value. However, the left part of the diagram is more interesting for us, as the loads experienced during the first diagram cycles (as well as in tubing operating conditions) are significantly exceeding the limit of elasticity. The Veller diagram is based on experimental data that took a big number of tests, which results to a significant extent depend on experiment conditions (3). That is stress-cycle diagram in this particular case depends not only on material, but also on kind of loads, and design stress not defines the destruction in full. Because of the fact, there is an interesting opportunity to draw theoretical stress-cycle diagram for coiled tubing (basing on some experimental data) and compare the results to experimental data from tubing collapse.

In order to draw stress-cycle diagram in a theoretical way, we may use data on tubing collapse (from steel 20, for example) (fig.2), experimental Veller stress-cycle diagram (fig.1) and conceptualized stress-cycle diagram (fig.3). In order draw left section of a diagram in a precise way there is a Baskvin equation:

$$N(\sigma_a) \cdot \sigma_a^m := \sigma_0^m \cdot N_{r0}$$

where $m = \text{tg } \beta$, σ_a – amplitude of cycle stress. On the diagram the value σ_0 is a limit of steel resistivity, accepted as $0,4 \cdot \sigma_{vr}$ [3], N_{r0} – number of cycles before collapse, accepted as $2 \cdot 10^6$; σ_{vr} – limit of tensile strength, for steel $\sigma_{vr} = 420 \text{ МПа}$ [4]; N_r – is a maximum number of stress cycles at a tensile strength limit – theoretically maximum load, that arises in tubing section under deformation, from experimental data, 300. For more precise drawing of a left section of the schematized diagram from Baskvin equation we come to power dependence:

Материал Material	Число циклов до разрушения A number of cycles before collapse
Сталь 20/Steel 20	300
10 ГМФ/10 GMF steel	–

Рис. 2. Опытные данные по разрушению
Fig.2 Experimental collapse data

число испытаний, результаты которых во многом зависят от условий их проведения [3]. Т.е. кривая усталости в данном случае зависит не только от материала, а также от вида нагружения, и расчетное напряжение не полностью определяет процесс разрушения. В связи с этим интересна возможность построения теоретической кривой усталости для непрерывной трубы (опираясь на некоторые экспериментальные данные) и сравнение ее с опытными данными по разрушению трубы.

Для построения кривой усталости теоретическим путем можно воспользоваться данными по разрушению трубы (из стали 20, например) (рис. 2), видом опытной кривой Веллера (рис. 1) и схематизированной кривой усталости (рис. 3), для



Рис. 3. Схематизированная кривая усталости
Fig. 3. Schematic stress-cycle diagram

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

более точного построения левой ветви которой предложено уравнение Басквина:

$$N(\sigma_a) \cdot \sigma_a^m := \sigma_0^m \cdot N_{r0},$$

где $m = \operatorname{tg} \beta$, σ_a — амплитуда напряжений цикла.

На этом графике величина σ_0 — предел выносливости стали, обычно принимается $0,4 \cdot \sigma_{vr}$ [3], N_{r0} — число циклов до разрушения, принимается $2 \cdot 10^6$; σ_{vr} — предел временного сопротивления, для стали $\sigma_{vr} = 420$ МПа [4]; N_r — максимальное количество циклов нагружения при пределе временного сопротивления — теоретически максимального напряжения, возникающего в сечении трубы при деформации, из опытных данных, 300. Для более точного построения левой части ветви схематизированной кривой из уравнения Басквина получаем степенную зависимость:

$$N(\sigma_a) := \left(\frac{\sigma_0}{\sigma_a} \right)^m \cdot N_{r0}$$

Используя данные по разрушению трубы N_r , величину предела временного сопротивления σ_{vr} , получаем угол β и с помощью степенной зависимости (см. выше) — теоретическую кривую усталости для трубы из стали 20, σ_a , МПа (рис. 4).

Т.к. напряжения связаны с деформациями, появляется возможность определения необходимого диаметра трубы для выдерживания определенного числа циклических нагружений (или наоборот). Пока это можно сделать только для σ_a в зоне упругих напряжений, т.к. зависимость между деформацией и напряжениями в этой зоне условно линейная.

Пример.

Радиус изгиба трубы на барабане, мм,

$$\rho := 1500$$

Предел текучести стали 3, МПа,

$$\sigma_u := 250$$

Модуль упругости стали 3, МПа,

$$E := 2 \cdot 10^5$$

Относительное удлинение, соответствующее пределу текучести,

$$\varepsilon := \frac{\sigma_u}{E}$$

$$\varepsilon = 1,25 \cdot 10^{-3}$$

Граница упругой зоны в сечении или определяемый радиус

$$y = \varepsilon \cdot \rho,$$

$$y = 1,875$$

Прямая, проведенная горизонтально из точки 250 МПа, пересечет кривую приблизительно в районе $2 \cdot 10^6$ циклов нагружения, т.е. при нагрузке $\sigma_a =$ напряжение упругости, материал условной трубы радиусом 1,9 мм выдержит данное количество циклов.

Можно решить и обратную более полезную задачу, но данный пример не имеет практической пользы, т.к. труба в реальности подвергается пластическим деформациям, однако важным является установление связи между относительной деформацией и напряжением в упругопластической области и, следовательно, решение вышеуказанного примера для упругопластического случая.

Литература

1. Установки для обслуживания скважин с использованием гибких колонн насосно-компрессорных труб: Ч. 3 // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. — 1992. — № 6.
2. Сопротивление материалов / Александров А.В., Потапов В.Д., Державин Б.П. — М.: Высш. шк., 2000.
3. Сопротивление материалов. Феодосьев В.И. Главная редакция физико-математической литературы изд-ва "Наука", 1970. г. Москва
4. ГОСТ 1050-74. Углеродистая качественная конструкционная сталь.

$$N(\sigma_a) := \left(\frac{\sigma_0}{\sigma_a} \right)^m \cdot N_{r0}$$

Using the data of tubing collapse N_r , the value of tensile strength limit σ_{vr} , we obtain angle β and with a power dependence (check above) — theoretical stress-cycle diagram for the tubing from steel 20, σ_a , МПа (fig. 4).

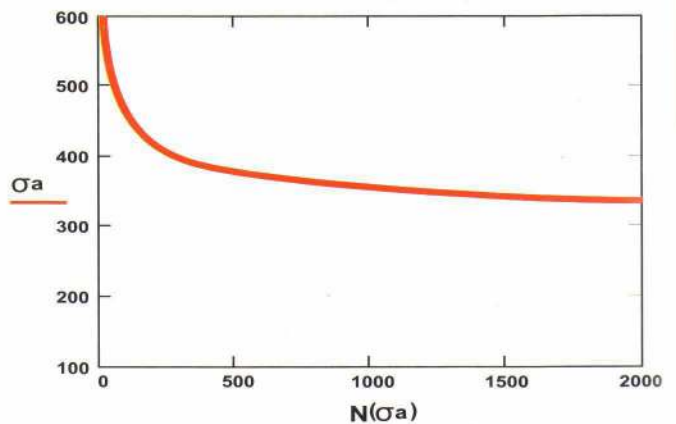


Рис. 4. Теоретическая кривая усталости

Fig. 4 Theoretical stress-cycle diagram

As the stresses are connected with deformations there is an opportunity to define the necessary tubing O.D. to withstand a specified number of cycle loads (or vice versa). Now it is possible to calculate for σ_a in the area of elastic stress, as the dependency of deforming as stresses in this area is conditionally linear.

Example:

Bending radius of tubing on a reel, mm

$$\rho := 1500$$

Yield strength of steel 3, МПа

$$\sigma_u := 250$$

Modulus of elasticity of steel 3, МПа

$$E := 2 \cdot 10^5$$

Relative elongation that corresponds yield stress

$$\varepsilon := \frac{\sigma_u}{E}$$

$$\varepsilon = 1,25 \cdot 10^{-3}$$

The limit of elastic range in section or defined tubing radius, mm

$$y = \varepsilon \cdot \rho,$$

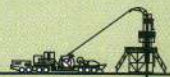
$$y = 1,875$$

The straight line, drawn horizontally from point of 250 МПа, will cross the diagram approximately in the area of $2 \cdot 10^6$ stress cycles, that is under the load $\sigma_a =$ elastic stress, the material of relative tubing with 1.9 mm radius will withstand the given cycle number.

It is possible to solve more useful task, but the given example does not have any practical benefit, as the tubing actually is subjected to plastic deformation, however, very important issue is to establish connection between relative deformation and stress in elastoplastic domain, and consequently, the decision of the above mentioned task for elastoplastic case.

Literature

1. Units for well servicing with coiled tubing, part 3, Oil, gas and petrochemistry abroad — 1992, No.6
2. Resistance of materials /Alexanderov A.V., Potapov V.D., Dержавин B.P. M high school, 2000
3. Resistance of materials Feodosiev V.I. The main editorial staff of the physico-mathematical literature. Publ. house "Nauka", 1970, Moscow.
4. GOST 1050-74 carbon high quality structural steel



ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ И НАПРАВЛЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЛНОВЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН

THE EXPERIENCE OF APPLICATION AND APPLICATION FIELD OF

COILED TUBING WAVE TECHNOLOGIES

IN ORDER TO INCREASE
WELL PRODUCING ABILITY

**В.П. Дыбленко, И.А. Туфанов,
С.Н. Солоницин**
(ООО «НПП Ойл-Инжиниринг», г. Уфа),
Ю.Р. Стерлядев (ОАО «Татнефть»),
Ю.В. Лукьянов (ОАО «АНК «Башнефть»»)

**V.P. Dyblenko, I.A. Tufanov,
S.N. Solonitsyn** (Oil-Engineering, Ufa),
Y.R. Sterliadev (Tatneft),
Y.B. Lukyanov (ANK Bashneft)

Комплексные виброволновые технологии воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) для повышения продуктивности скважин давно и широко применяются в Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинциях, за рубежом. Активное внедрение в нефтяных регионах России и мира колтюбинговых установок в комплекс работ по ремонту скважин обусловило создание специальных малогабаритных гидродинамических генераторов колебаний типа ГД2В-2К и ГД2В-3К, включенных в сертифицированный комплекс скважинного оборудования «СТРЭНТЭР», для использования в технологиях по эффективной очистке НКТ, забоев и ПЗП скважин с применением безмуфтовой длинномерной трубы (БДТ). Сущность технологий подробно изложена в патентах и журнале «Время колтюбинга» (№ 1, 2, 3, 2002–2003 гг.).

Внедрение волновых технологий в комплексе с БДТ начато в 2002 г. совместно с Актюбинским УКК и ПМ на нагнетательных скважинах восьми НГДУ ОАО «Татнефть». Наибольший объем внедрения в — НГДУ «Азнакаевскнефть» — 18 скважин и в НГДУ «Джалильнефть» — 15 скважин. Всего на 15.08.2004 г. выполнены обработки 61 скважины, предс тавленной терригенными коллекторами. Распределение по эксплуатационным объектам следующее: в 9 скважинах — бобриковский горизонт нижнего карбона, в 11 — девонский пласт D_0 , в 40 — девонский пласт D_1 . Очистка НКТ и забоев скважин во всех случаях была эффективной. Из всех обработок призабойных зон скважин (ОПЗ), которые проводились методом гидровибросвабирования, а на 51 скважине — в комплексе с обработкой грязевой кислотой, безуспешными оказались 3 (4,9 %), все — на объекте D_1 Ромашкинского месторождения. Последующий анализ материалов обработок показал, что на этих скважинах ранее были проведены ремонтно-изоляционные работы (РИР) изолирующими (выравнивающими профиль приемистости) химическими композициями, то есть налицо некачественный подбор скважин-кандидатов геологическими службами как заказчика, так и исполнителя. Кроме того, на некоторых скважинах было обнаружено присутствие тяжелых фракций нефти и окалина железа в составе кольматанта. Для повышения эффективности ОПЗ таких скважин в состав обрабатываемых химических композиций следует включать соляную кислоту и растворитель АСПО. На 10 скважинах, где была высока вероятность заколонных перетоков между продуктивными просями, были выполнены селективные ОПЗ без глинокислотной обработки, все они оказались успешными.

На большинстве из обработанных скважин проведено тестирование эффективности технологии гидровибросвабирования в сравнении с традиционными методами Актюбинского УКК и ПМ,

The combined vibro-wave technologies of bottomhole zone treatment for well producing ability increase are widely and for longer time being used in Volgo-Ural and Western-Syberian provinces and abroad. Extensive introduction of coiled tubing units to the well servicing in Russian regions and abroad stipulated for creation of special compact hydrodynamic oscillators, type GD2V-2K and GD2V-3K, that are included to a certified well servicing system "Streter" for the purpose of tubing string, bottomholes and well bottomhole formation zone cleaning with coiled tubing. The technology is given in detail in patents and Coiled Tubing Times magazine (№ 1, 2, 3, 2002–2003).

The introduction of wave technology along with coiled tubing was started in 2002 by Aktubinski UKK and PM on injection wells of eight NGDU of Tatneft. The greatest volume of introduction in Aznakaevskneft is on 18 wells and in Djalilneft on 15 wells. On a 15.08.2004 there were accomplished 61 well treatment services represented by terrigenous reservoirs. The distribution in accordance with production facilities is following: 9 wells – borbrikovky horizon of lower carbon, 11 wells – Devonian bed D_0 , 40 – Devonian bed D_1 . The cleaning of tubing string and well bottomhole zones in all the cases has been successful. From all the bottomhole zone treatments, that were conducted by hydro-swabbing, and with 51 well as a system treatment by mud acid, the unsuccessful were three attempts (4.9 %), all the treatments on D_1 object of Romashkinski field. The following analysis of treatment materials showed that these wells had servicing-isolation jobs performed, isolated by chemicals (equalizing injectivity profile), so there is present low-quality selection of candidate wells by customer geological surveys as well as by executor surveys. Besides, a couple of wells showed the presence of oil sinking fractions and iron scale in mud fill. In order to increase efficiency of bottomhole treatment of such wells, a hydrochloric acid and solvent ASPO should be included to the treatment chemical composition. On 10 wells with high probability of behind-the-casing flows between effective pays, there were performed selective treatments of bottomhole zones without mud acid treatments, all of them appeared to be successful.

The majority of the treated wells had been performed efficiency testing of hydro swabbing technology comparing

и первая оказалась выше в 1,5–3 раза. Более того, на 14 скважинах традиционные методы оказались безуспешными, и только применение технологии гидровибросвабирования позволило существенно увеличить приемистость скважин. На 23 скважинах приемистость после гидровибросвабирования увеличилась в 10 и более раз.

Внедрение этой технологии на нагнетательных скважинах, представленных карбонатными коллекторами, началось с 2003 г. в Пермской области совместно с сервисным предприятием ЗАО «Урал-Дизайн». Была выполнена ОПЗ на одной скважине (объект — пласт V_3 верейского горизонта среднего карбона), в результате которой приемистость скважины выросла в 3,2 раза. Ввиду резкого сокращения объемов ремонтных работ в Пермской области прорабатывается вопрос о внедрении в 2005 г. волновых колтюбинговых технологий совместно с ЗАО «Урал-Дизайн-ПНП» на боковых стволах скважин малого диаметра и на нагнетательных скважинах ОАО «Удмуртнефть».

В конце 2003 г. ОАО «АНК «Башнефть»» приобрело две колтюбинговые установки белорусского производства для ремонта скважин и передало их в аренду ООО «БурКан». В 2004 г. ООО «НПП Ойл-Инжиниринг» совместно с ООО «БурКан» внедрена технология гидровибросвабирования на нагнетательных скважинах с карбонатными коллекторами (пласт S_{26sh} башкирского яруса среднего карбона) Югомашевского месторождения ОАО «АНК «Башнефть»» (оператор — ООО «НГДУ Краснохолмскнефть»). Для обработок были подобраны расположенные на небольшом расстоянии друг от друга 15 нагнетательных скважин, в которых текущая приемистость составляла 6–22 м³/сут. при устьевых давлениях 15,8–16,4 МПа, тогда как начальная приемистость составляла 400–500 м³/сут. при давлениях 10–14 МПа. Во все скважины закачивается сточная вода. К 2004 г. на каждой скважине уже сделано несколько ремонтов: повторная перфорация, СКО, освоение высоким давлением и спуском НКТ со сбивным клапаном и др. С каждым последующим ремонтом эффективность работ снижалась, уменьшался межремонтный период. Работы по технологии гидровибросвабирования в комплексе с обработкой ПЗП растворителем СНПХ-7870 и соляной кислотой проводились в июле–августе 2004 г. К 15.08.2004 г. успешно выполнены обработки 15 скважин. Приемистость после обработки составила 100–350 м³/сут. при давлениях закачки 5,0–15,0 МПа. Увеличение приемистости составило от 4 до 25 раз.

Накопленный опыт обработок нагнетательных скважин свидетельствует, что они наиболее эффективны в следующих случаях и условиях: на многопластовых слоисто-неоднородных объектах; на скважинах с малой глубиной или вообще без зумпфа; на скважинах с явно выраженным скин-эффектом; на скважинах с минимальным количеством предыдущих реагентных (особенно глинокислотных) обработок; в профилактических целях — на скважинах, приемистость которых монотонно снижалась в процессе эксплуатации, но не упала до нуля.

Использование гидродинамических генераторов позволяет за один рейс произвести очистку НКТ от парафиновых отложений, очистить забой, провести детальную проработку всех интервалов перфорации по всей толщине, при этом продолжительность всех операций на скважине, включая ПЗР, не превышает двух суток. Имея большой опыт работ по восстановлению приемистости скважин со штатным оборудованием и бригадами КРС в одинаковых геолого-физических условиях, можем констатировать, что общее время ремонта скважин с колтюбинговыми установками сокращается более чем в 3,5 раза при высокой эффективности. В настоящее время апробируются в промысловых условиях новые виды скважинных устройств, совмещающих очистку ПЗП с использованием волновых и депрессионных воздействий.

На основе имеющегося опыта достигнута предварительная договоренность о проведении в 2005 г. работ по ОПЗ нагнетательных скважин совместной (Сирия–Shall) компании «Аль Фурат» (Al

to traditional approaches of Aktubinski UKK and PM, that appeared to be 1.5–3 times higher. Moreover, traditional approaches showed to be ineffective for 14 wells, and application of hydro swabbing allowed to significantly increase well injectivity. Injectivity of 23 wells increased in 10 and more times after hydro swabbing services.

The introduction of this technology on injection wells, represented by carbonate reservoirs was initiated in 2003 in Perm region along with servicing enterprise Ural-Design. There has been performed bottomhole zone treatment on one well (target – formation V_3 of Vereian horizon of middle carbonate), as a result well injectivity increased in 3.2 times. Due to drastic reduction of servicing activity volumes, in Perm district there has been studied a question on introduction in 2005 along with Ural-Design-PNP of coiled tubing technologies on slim well sideholes and injection wells of Udmurtneft.

At the end of 2003 ANK Bashneft purchased two coiled tubing units of Byelorussian manufacture for well servicing and rented them to BurKan. In 2004 Oil-Engineering along with BurKan introduced hydro swabbing technology on injection wells with carbonate reservoirs (formation S_{26sh} of Bashkirian layer of middle carbon) of Yugomashevski field of ANK Bashneft (operator NGDU Krasnoholmskneft). In order to perform treatment there were selected 15 injection wells located not far from each other. The initial injectivity of wells was 400–500 m³ per day at a wellhead pressures of 10–14 MPa. Run-off water is pumped into the wells. By 2004 each well has a couple of services performed – repeated perforation services, acid treatment, high pressure pumping along with tubing string running in with stripping valve and others. After each following servicing operation the efficiency of jobs declined, overhaul life was getting shorter. Hydro swabbing jobs with bottomhole formation zone treatment with solvent SNPH-7870 and hydrochloric acid were performed in July–August of 2004. By 15.08.04 the services have successfully been performed on 15 wells. The injectivity after treatment totaled 100–350 m³ per day at pumping rates of 5.0–15.0 MPa. The injectivity increased in 4–25 times.

Basing upon the gathered experience of injection well treatment we come to the conclusion that it is the most effective way under the following conditions: shallow wells or wells with no sump, wells with skin-effect, wells with minimum number of former treatments (especially with mud acid), and as a preventative measure – wells with steady declining injectivity as they were operated, but did not declined to zero.

The use of hydrodynamic oscillators allows cleaning of tubing string from paraffin deposits in one trip, to clean bottomhole zone, to work on perforating intervals by thickness, so the duration of all the operations on a well, including pre&post workover activities, does not exceed two days. Possessing voluminous experience of restoration of well injectivity with standard equipment and work-over crews in the same geological-and-physical conditions, we could ascertain that the total well servicing time with coiled tubing units is reduced in 3.5 times, maintaining high treatment efficiency. Nowadays there have been tested new kinds of downhole tools in a field conditions, combining bottomhole zone treatment and a use of wave and depression impacts.

Basing on the present experience, in 2005 there is an agreement to conduct services aimed at bottomhole treatment of injection wells of joint venture (Syria–Shall) Al-Furat in Syrian Arab Republic on fields Tarak, Oma, Sa-



Furat) в Сирийской Арабской Республике на месторождениях Тарақ, Ома, Сабан и др. Компанией, исходя из анализа экономических и временных затрат, принято решение о целесообразности применения волновых технологий воздействия на ПЗП. Также рассматривается вопрос о внедрении указанных технологий на месторождениях итальянского концерна ANI.

Возможности волновых технологий в комплексе с колтюбинговыми установками не ограничиваются описанными выше примерами. По нашему мнению, весьма перспективны такие направления, как обработки горизонтальных скважин и боковых стволов, изоляция водопритоков, подготовка скважин к проведению методов увеличения нефтеотдачи закачкой оторочек хиреагентов и ликвидации осложнений при их осуществлении.

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент РФ № 2228437. Способ изоляции водопритока, или газопритока, или зон поглощения / Дыбленко В.П., Туфанов И.А. и др.
2. Патент РФ № 2144440. Способ возбуждения колебаний потока жидкости и гидродинамический генератор колебаний / Дыбленко В.П., Марчуков Е.Ю. и др.
3. Дыбленко В.П., Туфанов И.А. и др. Повышение продуктивности скважин колтюбинговыми установками с использованием волновых технологий // Coiled tubing times. Время колтюбинга. — № 7. — Апрель, 2004. — С. 18.

ban and others. Company, basing on analysis of time and money expenditures, has made a decision on expediency of application wave technologies for bottomhole zone treatment. There is also a question on introduction of mentioned technologies on fields of Italian group ANI.

The capability of wave technologies along with coiled tubing units is not limited with the examples given above. According to our point of view such trends as treatment of horizontal wells and side-holes, isolation of water production, preparation of wells for stimulation activities by pumping fringes of chemicals and abandonment of problems arising in the course of operations are very prospective.

Literature

1. Patent of RF No.2228434, Way of water production or gas flow or thief zone isolation. Dyblenko V.P. Tufanov I.A. and others.
2. Patent of RF No.2144440. The way of fluid flow pulse agitation and hydrodynamic oscillator. Dyblenko V.P., Marchukov E.Y. and others.
3. Dyblenko V.P., Tufanov I.A. and others. The increase of well productivity with coiled tubing units with the use of wave technologies. Coiled Tubing Times. No.7 April 2004. page 18.

Результаты работы по внедрению колтюбинговой волновой технологии ООО «НПП Ойл-Инжиниринг» на Югомашевском месторождении ОАО «АНК Башнефть»

The results of work on introduction of CT wave technology in Oil-Engineering on Yugomashevski field of ANK Bashneft

№ п/п	Номер скважины/ The number of the well	Категория скважин/ Well category	Дата обработки/ Treatment date	$\frac{\text{приемистость, м}^3/\text{сут}}{\text{давление на устье, МПа}} \left(\frac{\text{дебит жидкости, м}^3/\text{сут}}{\text{нефти, т/сут}} \right)$ $\frac{\text{injectivity, m}^3/\text{per day}}{\text{pressure at the wellhead, MPa}} \left(\frac{\text{flow rate, m}^3/\text{per day}}{\text{oil, t/per day}} \right)$	
				до обработки/ before treatment	после обработки/ after treatment
1	4302	нагнет./Injection well	07.07.2004	23,1/15,1	119,4/15,1
2	4217	нагнет./Injection well	09.07.2004	19,7/16,0	68,8/15,7
3	2624	нагнет./Injection well	11.07.2004	20/14,7	139,0/14,7
4	4880	нагнет./Injection well	13.07.2004	20,3/16,1	77,0/16,1
5	4806	нагнет./Injection well	14.07.2004	10,1/16,1	56,0/16,1
6	2765	нагнет./Injection well	16.07.2004	19,9/16,3	120/14,0*)
7	4314	нагнет./Injection well	18.07.2004	10,2/16,0	150/8,0*)
8	2635	нагнет./Injection well	20.07.2004	53,8/16,1	119,8/16,1
9	4240	нагнет./Injection well	22.07.2004	43,1/11,4	90/11,4
10	4797	нагнет./Injection well	23.07.2004	14,6/15,5	52,6/15,5
11	4770	нагнет./Injection well	25.07.2004	31,7/15,8	99,3/16,4
12	2658	нагнет./Injection well	28.07.2004	40,0/16,2	90,7/15,7
13	4363	нагнет./Injection well	08.08.2004	30,4/16,4	52,2/14,0
14	4392	нагнет./Injection well	10.08.2004	10,4/16,1	65,2/14,0
15	2716	нагнет./Injection well	12.08.2004	19,9/16,1	120/13,0*)
16	4258	добывающ./ Producing well	15.08.2004	1,3/1,0	4,3/2,5
17	4300	добывающ./ Producing well	17.08.2004	1,1/0,8	4,4/3,4
18	4299	добывающ./ Producing well	18.08.2004	1,6/0,9	2,4/1,2

*) Приемистость определена от агрегата после проведения гидровибросвабирования

The injectivity is determined from the unit after hydro swabbing



**8-я Московская
международная
выставка**

НЕФТЬ И ГАЗ

21-24 июня 2005



**3-й Российский
Нефтегазовый
Конгресс**

21-23 июня 2005

Москва, Выставочный комплекс
ЗАО «Экспоцентр» на Красной Пресне

При поддержке:



Министерства промышленности
и энергетики РФ
Министерства природных ресурсов РФ
Министерства экономического развития
и торговли РФ

Организаторы:



ITE LLC Moscow

129110, Москва
ул. Щепкина, д. 42, стр. 2а
Тел.: +7 (095) 935 7350
факс: +7 (095) 935 7351
E-mail: oil-gas@ite-expo.ru

www.mioge.ru

ITE Group Plc

NW6 6RG, London
105 Salusbury Road, UK
Tel.: +44 207 596 5000
Fax: +44 207 596 5111
E-mail: oil-gas@ite-exhibitions.com

www.mioge.com



ПРОИЗВОДСТВО И ПРИМЕНЕНИЕ АЗОТА, ГЕНЕРИРУЕМОГО НА ПЛОЩАДКЕ СКВАЖИНЫ

С.В. Потехин,
ЗАО «ГРАСИС»

S.V. Potekhin,
CJSC GRASIS

PRODUCTION AND APPLICATION

OF NITROGEN GENERATED AT THE WELL SITE

Сегодня человечество использует широчайший спектр энергоносителей — от древесины до солнечной энергии, но ни для кого не секрет, что самым значимым для всех промышленно развитых стран является нефть. Наверное, будет лишним говорить о том, что вопрос добычи нефти, а также вопрос освоения новых месторождений давно стал не только экономическим, но и политическим, можно сказать, это один из важнейших факторов, определяющих стабильность регионов. Запасы углеводородов, как и всех прочих полезных ископаемых, ограничены, именно поэтому их добыча и переработка всегда были точкой приложения научно технической мысли.

Одной из хорошо известных на Западе, но малоосвоенной у нас технологией является колтюбинг. Суть данной технологии — в использовании длинной стальной трубы диаметром не более 101 мм, достаточно гибкой, для того чтобы быть намотанной на большую катушку, и обладающей запасом прочности, позволяющим проводить работы под высоким давлением. С помощью этой технологии можно обеспечивать закачку в пласт газообразных и жидких сред, что позволяет проводить освоение скважин, кислотную и иную очистку ствола скважины, бурение на депрессии, консервацию скважин и ряд других технологических операций. Эта технология позволила повысить рентабельность скважин и уменьшить себестоимость добываемых углеводородов, с помощью технологии колтюбинга удалось значительно

Today people use the widest range of energy sources – from wood to solar energy. However, it is not a secret that the most important energy source for the industrialized countries is hydrocarbons. Probably it would be not necessary to mention that the issue of oil and gas recovery, as well as exploration of new fields is not only an issue of economics, but of politics also. It is possible to say that this is one of the most important points affecting the stability of the regions. Deposits of hydrocarbons, as well as other mineral wealth are restricted, thus recovery and processing were always targets for technological, scientific and engineering conception advances.

COILED TUBING (CT) is one of the most advanced western well services technologies, but currently not widely applied in Russia and CIS countries. The key of this technology is to use steel tubing with O.D. not exceeding 101 mm, that is flexible enough to be spooled onto a large reel, and durable enough to conduct operations under high pressure. The tube is injected into a well in continuous manner with the use of the main component of the coiled tubing equipment, the injector. With the help of the technology it is possible to provide pumping of gaseous and liquid media into the well and formations. Some applications of CT technology include pumping acid through the CT for hole cleaning, pumping of nitrogen to bring on a well, underbalanced CT drilling, well conservation and a number of other technological operations. This technology is designed to increase well output and reduce costs of hydrocarbon production. Time needed for well workover and easy well completion can be significantly reduced using CT technology to replace existing methods..

Many CT operations require the availability and application of rare gas, for example – well development and well workover. Remote regions suffer from a lack of availability of rare gas such as nitrogen. It is difficult to find this gas there due to logistical problems. This fact is an important restricting point for the promotion of CT technologies and of well services for hydrocarbon production in the Russian market. The cost of nitrogen supply to the field in remote areas is very high such that the economical effect of CT applications is negatively affected.

Significant financial investment was spent on development of a system that produces rare

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT



сократить сроки ремонтов скважин и упростить их освоение.

Во многих случаях при проведении работ с колтюбингом требуется использование инертного газа, например при освоении скважин, капитальном ремонте, а также при консервации скважин. Для удаленных объектов нефтедобычи доставка наиболее часто используемого при подобных работах газообразного вещества — азота существенно затруднена. Это обстоятельство стало немаловажным сдерживающим фактором для продвижения технологии, в частности, на российский рынок услуг в сфере добычи углеводородного сырья. Себестоимость доставляемого на месторождения азота может достигать нескольких десятков тысяч рублей, что сводит на нет экономическую эффективность применения технологии колтюбинга.

Значительные финансовые средства были потрачены на создание системы, позволяющей обеспечить получение инертного газа непосредственно на объекте добычи нефти, вне зависимости от расположения объекта и климатических условий работы. Разработанные в рамках этого проекта системы на базе криогенного и адсорбционного методов получения азота отчасти решали проблему, но являлись ненадежными, громоздкими и трудно-транспортируемыми, а получаемый с помощью таких систем газ в ряде случаев не удовлетворял требованиям снижения себестоимости, кроме того, возникали серьезные трудности при работе с высокими давлениями, требуемыми в ряде операций технологии колтюбинга.

Положение существенно изменилось к лучшему с появлением на рынке мембранных газоразделительных систем. В физическую основу метода положено свойство мембранного волокна пропускать молекулы различных газов с неодинаковыми скоростями. В частности, для получения газообразного азота используется мембрана, представляющая собой полую трубку со специальным покрытием стенок, позволяющим со значительно большей скоростью, чем молекулы азота, проникать молекулам кислорода и воды, что дает возможность организовать получение азота требуемой чистоты из атмосферного воздуха. В случае применения мембранных газоразделительных систем все, что требуется доставить к месту использования газообразной среды, — компрессорный агрегат и мембранный блок. За счет малых габаритов мембранной газоразделительной системы и компрессорный агрегат, и генератор получения азота можно разместить на шасси грузовой машины и обеспечить высокую мобильность системы в целом.

На рынке России подобные системы были впервые представлены ЗАО «Газоразделительные системы» (ЗАО «ГРАСИС»). Оно начало активное освоение самых современных технологий работы с газообразными средами, и как основное направление деятельности компании была выбрана мембранная технология. В настоящее время ЗАО «ГРАСИС» является производителем широкого спектра газоразделительного оборудования, в том числе и установок, предназначенных для работы на нефтяных месторождениях совместно с технологией колтюбинга. Мембранные системы для получения газообразного азота, производимые компанией «ГРАСИС», полностью адаптированы для использования во всех климатических поясах России, а компактные размеры газоразделительных блоков, как уже отмечалось, позволяют



gas directly on a field, not depending on location and climate working conditions. Systems developed within the framework of the project, based on cryogenic and adsorption methods partially solved the issue, but were not reliable and were bulky and hard-to-carry systems. The produced gas in many cases did not comply with requirements of cost reduction, besides, there appeared serious difficulties while working with high pressures, required in a number of coiled tubing operations.

The problems significantly improved as membrane gas-separation systems appeared on the market. A physical basis of the method was the ability of membrane fiber to let molecules of different gases through with different speeds. In particular, in order to get gaseous nitrogen, a membrane that represents a hollow tube with a special wall coating is used. This membrane allows water and oxygen molecules to pass through with significantly higher speed than nitrogen molecules. In turn, this permits nitrogen of a necessary purity from atmospheric air to be obtained. In case of membrane gas-separating systems use, all that is necessary to do is to deliver compressor and membrane unit to the point of use of gaseous media. Because of the small dimensions of the membrane gas-separating system, compressor and nitrogen producing unit it is possible to install it on truck chassis. This provides unit mobility.

JCSC "Gas Separating Systems" (GRASIS) was the first company that represented such systems on Russian market. The company mastered the state-of-the-art technologies of gaseous media production on site. The company selected membrane technology as the main focus of activities. Now GRASIS is a manufacturer of a wide range of gas separating equipment, as well as units for oilfields along with CT units. Membrane systems for gaseous nitrogen production, manufactured by GRASIS are fully adapted for the use in all the climatic zones of Russia. These systems are compact and easily transportable on one truck chassis or in a container in portable sections. At this time a big system performance is provided, and it means that the demand of the field for the rare gas has been covered in full. The unit mobility allows for quick transportation to the point where they require it for the servicing activity with nitrogen.

Additionally, we would like to mention the reliability rating of membrane gas separating systems and mobile units produced by GRASIS. Operating in the hostile climate conditions, 24 hours per day, under high pressures, the units were very efficient and reliable. Such reliability is determined not only with the

размещать их вместе с компрессорными агрегатами на шасси грузового транспорта или в контейнере. При этом реализуется большая производительность системы, а значит, в полном объеме обеспечиваются потребности месторождения в инертном газе. Мобильность установки позволяет обеспечить быстрое передвижение системы в точку, где существует необходимость в сервисных работах на скважине с использованием азота.

Стоит отдельно отметить высочайшую надежность и безотказность мембранных газоразделительных систем и передвижных систем ЗАО «ГРАСИС». Работая в самых сложных климатических условиях, 24 часа в сутки, при высоких давлениях, установки отлично зарекомендовали себя. Такая надежность обусловлена не только особенностями самого метода (мембранные системы не боятся вибраций, тряски, перепадов температур и влажности), но и высоким качеством исполнения газоразделительных установок ЗАО «ГРАСИС». Используя потенциал оборонных заводов, сотрудникам и научным специалистам компании удалось разработать и создать оптимизированные, проверенные множеством испытаний системы высокого качества. В настоящее время благодаря разработанным технологиям и накопленному опыту ЗАО «ГРАСИС» занимает лидирующую позицию среди компаний, занимающихся вопросами газоразделения, являясь единственной компанией в России, предлагающей самый широкий спектр мобильных систем для работы на нефтегазовых месторождениях.

Перечисленные преимущества мембранных установок, их простота и надежность позволили в несколько раз снизить себестоимость азота. Остается надеяться, что удешевление используемого инертного газа обеспечит более интенсивное развитие технологии колтюбинга на российском рынке. Ее применение будет более всего оправданным именно на месторождениях СНГ, что обусловлено особенностями залегания углеводородов в породе. Повышение производительности скважин и освоение тех месторождений, которые ранее считались нерентабельными, позволит поднять нефтегазовую отрасль нашей страны на более высокий уровень и будет содействовать стабильности российской экономики в целом.



method itself (membrane systems are vibration, temperature drop and humidity resistant), but also with high quality of gas separating systems of GRASIS. Employing potential of military factories, the workers and research officers managed to develop and create optimum reliability in the field. Nowadays, because of developed technologies and wide experience, GRASIS enjoys the leading position among the companies involved in gas separation in Russia. Also, GRASIS is the only company in Russia offering such a wide range of mobile units for production of nitrogen generation in oilfield operations.

The listed advantages of membrane units, their simplicity and reliability result in the cost of Nitrogen to the field being reduced many times over. It is desired that the reduction of rare gas prices provides for more active development of CT services on Russian market. CT application would be justified on CIS fields also, especially those whose hydrocarbons are located in remote areas. The increase of well output and development of fields that were considered unprofitable allowed oil and gas industry of our country to reach new high levels. These technologies could also contribute to the stability of Russian economics in general.



ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОЛТЮБИНГОВОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ БУРЕНИЯ В БАШКОРТОСТАНЕ

Н.З. Гибадуллин, Е.В. Тайгин, Р.Х. Юмашев,
ОАО АНК «Башнефть»
М.Р. Рахматуллин, Р.Р. Салигаскаров,
ООО «ИПЦ Интех»

N.Z. Gibadullin, E.V. Taigin, R.K. Ymashev,
ANK Bashneft
M.R. Rakhmatullin, R.R. Saligaskarov,
IPC Intekh

PECULIARITIES OF CT DRILLING OPERATIONS IN BASHKIRIA

Прошло более двух лет с начала освоения АНК «Башнефть» технологии бурения на депрессии с применением гибких труб. Как и любое начинание, эта технология потребовала больших материальных и интеллектуальных затрат. В результате был разработан и изготовлен комплекс для бурения на гибких трубах на депрессии, освоение и совершенствование которого продолжается и по сей день (рис. 1). Однако оказалось, что для качественной работы комплекса недостаточно собрать отдельные элементы (мобильная колтюбинговая установка, насосы, компрессоры и т.д.) в единый механизм. Первые же метры бурения убедили нас в необходимости пересмотра некоторых вопросов.

Характерный пример — контроль за работой ориентатора. Используется гидравлический ориентатор, поворачивающий КНБК дискретно по 20° по часовой стрелке. Поворот осуществляется за счет увеличения перепада давления над поршнем и под ним. Проблема заключалась в получении сведений об угле поворота ориентатора. Из-за сложности установки телесистемы под ориентатором (телесистема с проводным каналом связи требовала бы разработки специального скользящего контакта) предполагалось вести контроль за срабатыванием ориентатора и, как следствие, за углом установки отклонителя (УУО) по показаниям датчика давления (считывание количества скачков давления на кривой изменения давления). Однако на практике оказалось, что имеют место как ложные срабатывания, так и отсутствие поворота, особенно в присутствии аэрированной жидкости (рис. 2, а). В связи с этим было принято решение о разработке и изготовлении специального модуля, позволяющего контролировать УУО. В результате этой работы появился новый элемент в КНБК — модуль измерения положения откло-

It has been two years since ANK Bashneft has started mastering of underbalanced drilling with coiled tubing. As any new undertaking, this technology required huge money and intellectual expenditures. As a result there was developed and created coiled tubing system for underbalanced drilling. They are still working on mastering and enhancement of it even today (fig.1). However it turned out that in order to provide proper system operation it is not enough to assemble separate units (mobile coiled tubing unit, pumps, compressors and so on) to a single system. The first meters drilled convinced us that we should reappraise some of the issues.

The typical example – the orienter control (there has been used hydraulic orienter, that rotates BHA discretely in turns of 200, clockwise. The rotation effects due to pressure drop increase above and under a piston). The issue was to obtain information on orienter rotation angle. Because of difficulties in installation of telemetry system below orienter (telemetry



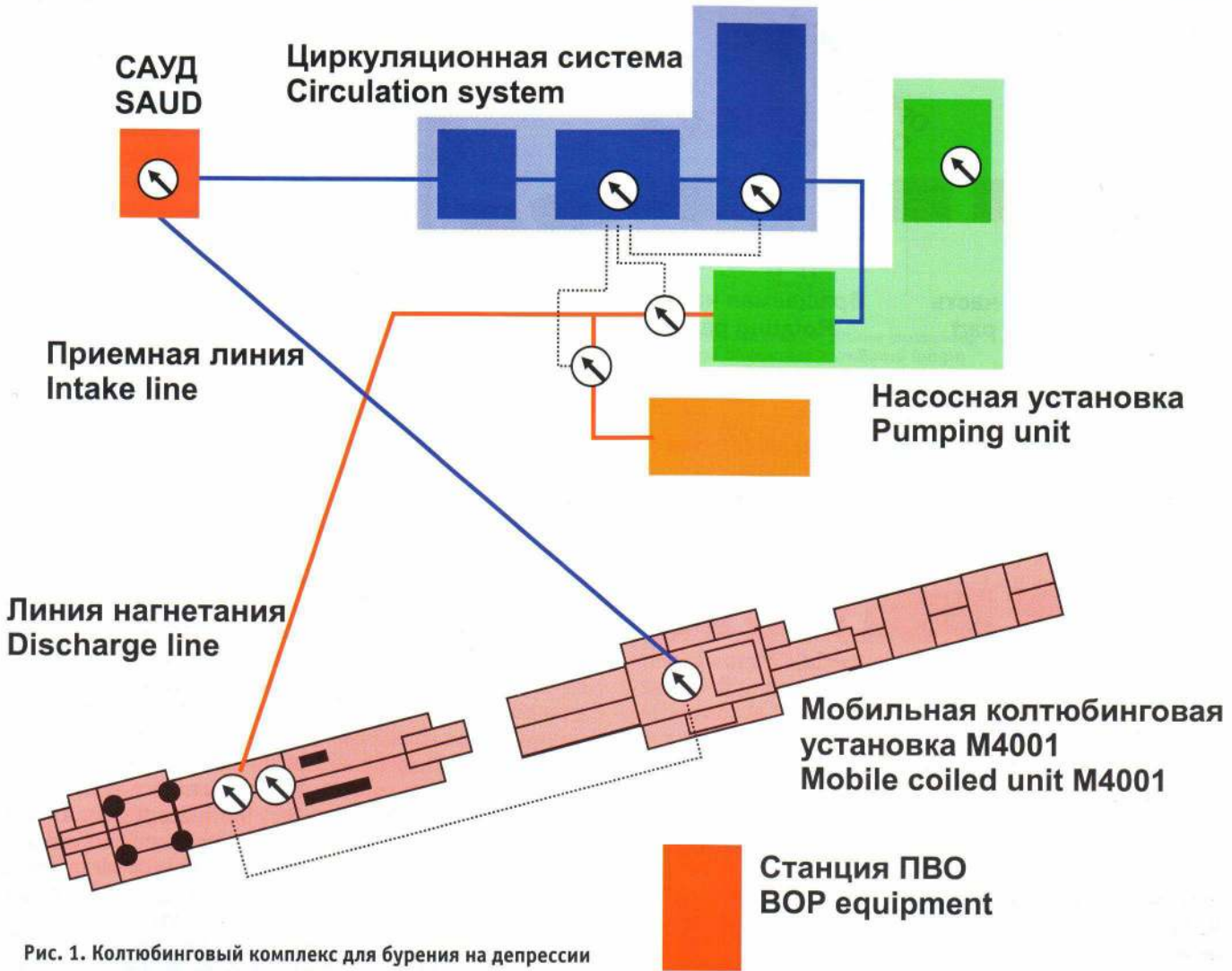


Рис. 1. Колтюбинговый комплекс для бурения на депрессии
 Fig. 1. Coiled Tubing System for Underbalanced Drilling

нителю (МИПО), созданный специалистами ВНИИГИС (г. Октябрьский). МИПО располагается под ориентатором, передача данных осуществляется по электромагнитному каналу связи на телесистему (рис. 2, б).

Вообще, обеспечение надежного ориентирования инструмента остается сложным. Применение гидравлического ориентатора имеет свою специфику. Для осуществления поворота необходимо включение/выключение основного бурового насоса, тем самым нарушается стабильность гидравлического режима создания депрессии. А учитывая необходимость постоянной коррекции ствола скважины, эта особенность вызывает снижение показателей бурения в целом. В ближайших планах — испытания электромеханического ориентатора с кабельным каналом связи, изготавливаемого ООО «НСЛ» (г. Уфа), исключающего воздействие на гидравлику режима бурения на депрессии.

При освоении технологии приходилось дорабатывать узлы и механизмы, поставляемые смежными предприятиями, так как многие элементы комплекса были разработаны и изготовлены впервые, при этом естественны некоторые недоработки конструкций. Например, подготовка мобильной колтюбинговой установки M4001 к работе в условиях пониженных температур. Работы свелись к укрытию и обогреву ПВО, установке тепловой пушки под барабан с гибкой трубой.

Хотя и удалось обеспечить работоспособность комплекса, для более эффективной работы необходимо решение некоторых вопросов.

Например, мониторинг состояния гибкой трубы по-прежнему сводится к счету количества СПО на метр гибкой трубы. Если

system with cable would require development of a special sliding contact) it was intended to control the orienter actuation, and as a result, deflector angle according to pressure gauge (reading of pressure drop number on a pressure curve), however it turned out the there are actually false actuations present, as well as no rotation movements at all, especially in the presence of aerated fluid (fig. 2, a). In connection with this they made a decision to develop and create a special module that allows deflector angle control. As a result there has been developed a new module in BHA – a deflector position detection module (DPDM), created by specialists of VNIIGIS, Oktabrsky. DPDM is located below orienter, the data is transmitted by electromagnetic communication channel to the telemetry system (fig. 2, b).

In general, the issue of reliable tool orienting is still unsolved. The use of hydraulic orienter is specific. In order to rotate tool it is necessary to turn on/off the main hydraulic pump, so there is a disturbance of hydraulic underbalanced condition. Considering the need for constant correction of a wellbore, this peculiarity reduces the drilling efficiency in general. In the plans of the nearest future is the test of electromechanical orienter, with cable link, which is manufactured by NSL (Ufa), excluding effect of hydraulics of underbalanced drilling.

As the technology is being mastered they face issues of enhancement of devices and appliances, that are supplied by partner enterprises, as many parts of the system were developed and manufactured for the first time, so there is some design deficiency present. For example, coiled tubing M4001 rig up at low ambient temperatures. They had to cover and warm up

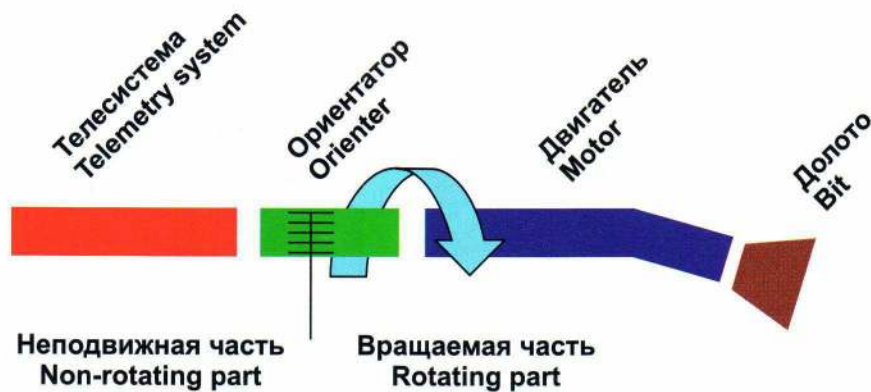


Рис. 2, а. Контроль за работой ориентатора
Fig. 2, a. The orienter control

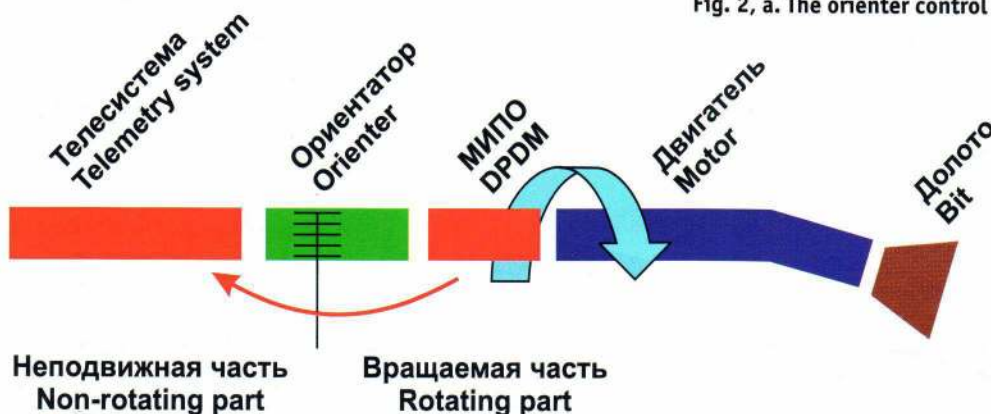


Рис. 2, б. Контроль за работой ориентатора с помощью МИПО
Fig. 2, b. The orienter control with the help of DPDM

для колтюбинговых установок для ремонта скважин этого вполне достаточно, то для колтюбинговых установок для бурения требуются более точные системы, т.к. используются дорогостоящие КНБК. Такие отечественные системы уже существуют и позволяют получать полную картину состояния гибкой трубы (выявление дефектов, в том числе скрытых, трещин и т.д.). Однако они предназначены для труб малого диаметра ($\varnothing 28$ мм), и нет готовых решений для гибких труб для бурения.

Требуется модернизация счетчика длины спущенной трубы. Существующий механизм примитивен и представляет собой прижимной ролик, поджатый пружиной к гибкой трубе. При этом возможны проскальзывания ролика относительно гибкой трубы на участках обледенения, например. Другим недостатком «поверхностных» счетчиков гибкой трубы является существенная погрешность измерения при волнообразном расположении трубы в стволе скважины (рис. 3). Это недопустимо при бурении в пластах малой толщины. Вероятно, необходимы забойные системы, позволяющие «отбивать» башмак

the BOP equipment, install heat unit under the CT reel.

Though it provides for system efficiency, in order to provide more effective operation it is necessary to solve a few issues.

The CT condition control is still an open issue, they still count the coiled tripping number by a meter of CT. If this goes about CT servicing units it is quite enough, but if it goes about drilling, it requires more precise systems, as they use expensive BHAs. Such systems already exist and allow obtaining more detailed information on CT condition (detection of defects, as well as hidden defects, cracks and so on). However they are designed for small O.D. tubings ($\varnothing 28$ mm) and there are not ready solutions for drilling CT.

Another issue that has to be solved is enhancement of tubing length counter. The present mechanism is simple and comprises a roller, fixed by a spring to a tubing surface. It is possible that the roller slips on tubing surface, for example on iced sections. The other disadvantage of

Колтюбинговый комплекс KM4001 предназначен для бурения боковых стволов и горизонтальных скважин на депрессии гибкими трубами от 44,45 до 73,0 мм (60,3 мм – 3800 м) с применением забойной компоновки длиной до 16 метров. Тяговое усилие инжектора – 440 кН. Скорость подачи 0,005...0,9 м/с

KM4001 Coiled Tubing System designed to carry out underbalanced drilling of side tracks and horizontal wells by using coiled tubing of 1,75" thru 2,875" (2,375" – 12,468 ft) applying bottomhole assembly of up to 52.5 feet. Injector traction is 100,000lbs. Feed rate is 0,02...2,95 ft/sec.

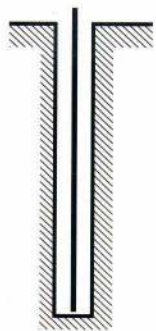


обсадной колонны и вносящие корректировку в значение длины спущенной трубы, полученное от «поверхностного» счетчика.

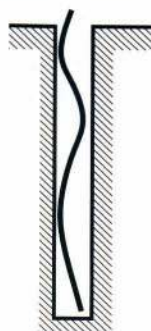
Подытоживая, скажем, что отечественный колтюбинговый комплекс для бурения на депрессии возможен, однако для эффективной работы необходимо освоение новых конструктивных и технологических решений на основе полученного опыта, что позволит

на равных конкурировать с зарубежными образцами.

Колтюбинговый комплекс для бурения на депрессии — дорогой инструмент, эффективность применения которого проявляется при решении специального круга задач — многозабойное бурение, например. Другим фактором эффективности является применение отечественного оборудования. Это значительно сказывается на снижении стоимости проведения работ с использованием отечественного колтюбингового комплекса по сравнению с применением колтюбингового комплекса иностранного производства. Технология колтюбингового бурения — это задел на будущее, и можно с уверенностью сказать, что АНК «Башнефть» готова к нему.



показания счетчика = длина скважины
readings of counter = wellbore length



показания счетчика > длина скважины
readings of counter > wellbore length

Рис. 3. Погрешность измерения при волнообразном расположении трубы в стволе скважине

Fig. 3. Inaccuracy of measurements at a wavy tubing position inside a wellbore

“surface counters” is an inaccuracy of measurements at a wavy tubing position inside a wellbore (fig.3). It is not acceptable for drilling at low depths. Probably, it is necessary to have downhole systems, that allow to break the shoe and adjust the readings of a length of tubing run in hole that are obtained from surface measuring device.

Summarizing all the above said, the domestic coiled tubing system for underbalanced

drilling is feasible, however in order to provide efficient operation it is necessary to mastering of new constructive and technological decisions based on experience gained, that would later allow to compete with foreign samples.

The CT system for underbalanced drilling is an expensive tool, the application efficiency of which is revealed in special tasks – for example a multihole drilling. Another factor of efficiency is the application of domestic equipment. This considerably affects on reduction of cost of jobs conducted with domestic CTSystem as to compare with application of CTSystem manufactured abroad. Coiled tubing drilling is a future technology and we are sure to say that ANK Bashneft is ready for it.



АННОТАЦИИ СТАТЕЙ,

ПРЕДСТАВЛЕННЫХ
НА КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГУ,
ОРГАНИЗОВАННОЙ SPE/ICOTA
16-17 НОЯБРЯ 2004
(АБЕРДИН, ШОТЛАНДИЯ)

SPE 89515

**IRISS — СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ
ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И БЕЗОПАСНОСТИ
ГЕРМЕТИЗАТОРА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СКВАЖИННЫХ
ОПЕРАЦИЙ**

Kenneth R. Newman (CTES, LP.), Rodney Stephens (BP)

Описывается система слежения за максимальными нагрузками на устье скважины, лубрикаторе/герметизаторе блока противовыбросового превентора и инжектора. В некоторых случаях, при проведении морских операций, само устье скважины может оказаться подвижным, вызывая напряжение в оборудовании для проведения работ. В других случаях система опоры инжектора может допустить некоторое движение из стороны в сторону, вызывая напряжение в конструкции. Эта система измеряет изгибающий момент, направление изгиба, осевую нагрузку и внутреннее давление в одной или нескольких точках конструкции. Метод анализа конечных элементов в реальном времени выполняется системой для определения максимальной нагрузки в ней. Система отображает оператору изгибающий момент, направление изгиба, осевую нагрузку и внутреннее давление, а также максимальные нагрузки по всей длине конструкции и предупреждает оператора о превышении безопасного предела. Описана разработка и тестирование системы.

**БЕЗОПАСНАЯ СИСТЕМА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ
ПОДВОДНЫХ ОПЕРАЦИЙ**

Kjell Tore Nesvik (Statoil)

Количество новых скважин, законченных подводным методом, быстро растет. «Статойл» планирует увеличить количество подводных скважин с 237 в 2004 г. до 308 в 2008 г. В то же время существующие подводные месторождения входят в специфическую фазу добычи, которая требует более частого проведения операций для поддержания объема и/или увеличения извлекаемых запасов. Следовательно, у таких скважин растет потребность в проведении кабельных и колтюбинговых операций. В 2004 г. в среднем «Статойл» ежемесячно выполнялось 10 кабельных операций на подводных месторождениях.

Были получены значительные достижения в разработке колтюбинговых операций (см.: SPE 89632 «Дальнейшие улучшения колтюбинговых операций на плавучем буровом основании»), в то время как разработка кабельных операций ограничена.

THE ABSTRACTS OF THE PAPERS,

PRESENTED
AT THE 2004 SPE/ICOTA COILED TUBING
CONFERENCE
16-17 NOVEMBER 2004
ABERDEEN, SCOTLAND

SPE 89515

**IRISS — INTERVENTION RISER INTEGRITY AND
SAFETY SYSTEM**

Kenneth R. Newman (CTES, LP.), Rodney Stephens (BP)

This paper describes a system for monitoring the maximum stresses in an intervention wellhead, BOP lubricator/riser, and injector structure. In some offshore cases the wellhead itself may be moving, causing stresses in the intervention structure. In other cases the injector support system may allow some side-to-side movement, causing stresses in the structure. This system measures the bending moment, bending direction, axial load and internal pressure at one or more points in the structure. A real-time finite element analysis is then performed by the system to determine the maximum stress in the structure. The system displays the bending moment, bending direction, axial force, and internal pressure to the operator. It also displays the maximum stresses along the length of the structure, and warns the operator when the stresses exceed a safety limit. This paper describes the development and testing of this system.

SAFE WELL INTERVENTION SUB SEA

Kjell Tore Nesvik (Statoil)

The number of new sub sea-completed wells is increasing rapidly. Statoil will increase the number of sub sea well from 237 in 2004 to 308 in 2008. At the same time, existing sub sea field developments are entering more challenging phases of production with wells demanding a higher intervention frequency in order to maintain production and/or increase recoverable reserves. Consequently the demand for performing wireline (WL) and coiled tubing (CT) interventions in such wells is increasing. In 2004, an average of 10 WL operations every month have been performed within the Statoil operated sub sea fields.

There have been done major improvements with regards to development in CT operations, ref. SPE paper 89632 "Further improvements on coiled tubing floater operations", while development for WL operations have been limited.

ПОЛЕВОЙ ЗАПУСК БОЛЕЕ БЕЗОПАСНОЙ, ЭФФЕКТИВНОЙ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ В СЕВЕРНОМ МОРЕ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВАЛХАЛЛ

T. Andreassen (BP), B. Langeteig, S. Amaravadi (SPE), R. Mallalieu, Y. Polsky (Schlumberger)

Безопасность и эффективность всегда были основными показателями производительности в колтюбинговой промышленности. В статье анализируется техническая выполнимость разработки, описываются полевые испытания и запуск колтюбинговой установки нового поколения в Норвежском секторе Северного моря. Эта автоматизированная модульная система с распределенной архитектурой разработана для улучшения безопасности колтюбинговых работ с 15 %-ным увеличением эффективности работ и 30 %-ным уменьшением численности морского персонала.

Традиционным заканчиванием на Валхалл является горизонтальная скважина, имеющая 5–12 разломов, полученных посредством использования расклинивающего наполнителя в мягких меловых породах. Эти операции и их логистика являются комплексными и включают в себя повторяющиеся операции перфорирования посредством гибкой трубы, обработку расклинивающим наполнителем с судна для интенсификации и комбинированным спуском гибкой трубы для очистки/перфорации. В течение 24-часовой морской операции команда из 13 человек работает с традиционной колтюбинговой установкой, включающей также барабан, силовой блок, фонтанную арматуру, два поршневых насоса высокого давления, шейкер, фонтанный штуцер, колтюбинговую мачту с инжектором.

Требования и характеристики новой установки были окончательно уточнены после детального изучения работ, требований к платформе и местного законодательства. Были сокращены продолжительность монтажа и демонтажа и общее время операционного цикла (эффективность эксплуатации). Уменьшение воздействия на здоровье, улучшение безопасности работ и состояния окружающей среды были получены путем уменьшения количества ручных манипуляций и подъемных операций, проводимых на борту. Отличительные характеристики оборудования:

- предварительный монтаж и размещение компонентов на раме, что обеспечивает быстрый монтаж и снижение объема ручных манипуляций. К примеру, операция морского монтажа занимает 54 спуско-подъемные операции, новая же установка сокращает их до 36;
- необходима распределенная система управления для сокращения количества подъемов. К примеру, конструкция системы позволяет осуществить только 36 гидравлических соединений вместо традиционных 84;
- возможность спуска более длинных и тяжелых труб (6000 м, диаметром 2 7/8 дюйма, пределом текучести в 90000 фунтов на квадратный дюйм) при более высокой интенсивности обеспечивает более простое заканчивание «трудных» скважин и позволяет сократить общее время, затрачиваемое на цикл обслуживания зоны. Она также исключает работу с реагентами, снижающими трение при поддержании эффективности очистки;
- планируемое снижение численности персонала посредством использования автоматизированного процесса управления.

FIELD LAUNCH OF A SAFER, MORE-EFFICIENT COILED-TUBING UNIT IN NORTH SEA FOR VALHALL STIMULATIONS

T. Andreassen, (BP), B. Langeteig, S. Amaravadi (SPE), R. Mallalieu, Y. Polsky, (Schlumberger)

Safety and efficiency have always been the primary performance measures in the coiled-tubing (CT) industry. This paper describes the feasibility study, development objectives, field test, and launch of a new-generation CT unit in the Norwegian sector of the North Sea. This automated, modular system with its distributed system architecture is designed to improve safety in CT operations, with 15% operational efficiency gain and 30% offshore personnel reduction targeted.

A typical completion on Valhall is a horizontal well completed with 5 to 12 proppant-treated fractures per well in the soft chalk formations. The operations and logistics are complex and involve repeated sequences of perforating with CT, proppant fracture treatment with stimulation vessel, and a combined cleanout/perforating run with CT. On a 24-hour operation offshore, a 13-member crew operate the conventional CT spread comprising the unit, reel, and power stand; well-control equipment; two high-pressure, positive-displacement pumps; shakers; choke; and a CT tower with the injector head.

The requirements and specifications of the new unit were finalized after a detailed study of operations, platform requirements, and local regulations. Efficiency gains were targeted in the rig-up and rig-down times, and in the overall zone cycle times (operational efficiency). Health, safety, and environmental improvements are achieved by reducing manual handling and lifting operations on board. Distinguishing equipment characteristics are as follows:

- preassembly and integration of components on skids to enable quicker rig-up and reduce manual handling. For example, offshore rig-up typically involves 54 lifts; the new unit cuts this number to 36.
- distributed-control architecture to reduce the number of rig-up connections required. For example, the system design allows a total rig-up with only 36 hydraulic connections instead of the usual 84.
- ability to run larger and heavier pipe (6,000-m length, 27/8-in. diameter, 90,000-psi yield) at faster rates enables easier completion of difficult wells and reduces the overall zone-cycle time. It also eliminates handling of friction-reducing chemicals while maintaining cleanout efficiency.
- planned reduction in crew through the utilization of automated process control



ЗОНАЛЬНАЯ ИЗОЛЯЦИЯ В U-ОБРАЗНЫХ СКВАЖИНАХ С ПОМОЩЬЮ ГИБКОЙ ТРУБЫ И ТРАКТОРА

Thor Saelensminde, Helge F. Schjott (Norsk Hydro), Terje Skeie (Welltec), Hans Morten Koldal (Schlumberger Well Services, Norway)

Njord — морское месторождение, расположенное на северо-востоке Kristiansund в средней части Норвегии. Njord «А» — это плавучая буровая и добывающая установка. Скважина 6407/7-A-16H является источником добычи нефти в пласте Tilje. Скважина закончена посредством 7-дюймовой перфорированной нижней трубой обсадной колонны.

Главной целью было изолировать выбранные участки в минном кармане при наклоне в 130 градусов и нижнем участке при наклоне в 75 градусов для снижения газового фактора. Для этого был выбран метод установки двух отдельных сдвоенных пакеров.

Каждый узел состоял из двух пакеров с 75-метровым участком распорной трубы, расположенной между ними. 2-дюймовая гибкая труба с гидравлически активируемым трактором была необходима для установки узла в минный карман на 4200 метрах измеренной глубины. Трактор имел электрический привод для выполнения геофизических исследований в эксплуатационных и нагнетательных скважинах и активации инструмента, спускающего пакеры.

Для определения глубины установки перед спуском сдвоенных пакеров был спущен терминал (конечный терминал трубопровода).

Сдвоенный узел пакеров был собран в минном кармане посредством распорной трубы и внутренней колонны в 6-метровые участки и успешно установлен за одну спускоподъемную операцию. 2-дюймовая внутренняя колонна использовалась для активизации нижнего пакера.

Было изготовлено специальное подъемное основание ACTF 351 для установки блока противовыбросовых превенторов и инжектора. Подъемная рама имела ряд других характеристик, трелевочное устройство для инжектора и лебедок и проушины для облегчения выполнения операций с используемым оборудованием и инструментами.

При спуске сдвоенного пакера в минный карман на глубине 4160 м произошел прихват при наклоне в 113 градусов. Это соответствовало смоделированной глубине прихвата. Был запущен трактор посредством закачки 140 литров в минуту, что позволило развить 9 кН тягового усилия. Это, в свою очередь, позволило спустить КНБК на глубину 4312 м. Вес КНБК составил 2000 кг.

ОПЕРАЦИИ СО СКВАЖИНОЙ ПОСРЕДСТВОМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИБКОЙ ТРУБЫ ДЛЯ ОЧИСТКИ ИСКРИВЛЕННЫХ СТВОЛОВ И ТОЧНОГО РАСПОЛОЖЕНИЯ МНОГОЧИСЛЕННЫХ ТРЕЩИН В ВЕРТИКАЛЬНЫХ И ИСКРИВЛЕННЫХ СТВОЛАХ

Jim B. Surjaatmadja, доктор наук (PE, Halliburton) (Докладчик)

Колтюбинговые системы являются проверенным, практичным и экономически эффективным средством для большого количества скважинных операций. С разработкой более качественных колтюбинговых систем и систем с большим диаметром быстро растет количество операций, для выполнения которых они могут использоваться. В статье описываются два таких процесса: (1) использование гибкой трубы для удаления частиц из ствола скважины с искривленным участком и (2) использование трубы для точного размещения большого количества разломов в вертикальных искривленных стволах.

Удаление тяжелых частиц через искривленный участок ствола может вызвать большие сложности для оператора. Даже когда скорость осаждения частиц мала, она увеличивается до 10 раз в искривленных участках. Это может привести к поломке и, что

ZONAL ISOLATION IN A U-SHAPED WELL USING COILED TUBING AND TRACTOR

Thor Saelensminde, Helge F. Schjott (Norsk Hydro), Terje Skeie (Welltec), Hans Morten Koldal (Schlumberger Well Services, Norway)

Njord is an offshore oil field located North-West of Kristiansund in the middle part of Norway. Njord "A" is a floating drilling and production unit. Well 6407/7-A-16H is an oil producer in the Tilje formation. The well is completed with a 7" perforated liner.

The main objective was to isolate selected intervals in the toe section at 130 degree inclination and in the heel section at 75 degree inclination in order to reduce the GOR. The chosen method was to install two separate straddle packer assemblies.

Each assembly consisted of two packers with about 75 meters of spacer pipe in between. 2" coiled tubing with a hydraulic activated tractor was needed in order to install the assembly in the toe section at 4200 meters MD. The tractor had an electrical feed through capability to perform production logging and to activate packer running tool.

To determine the setting depth a PLT was run prior to running the straddle packer assemblies.

The complete straddle packer assembly in the toe section was made up with spacer pipe and innerstring in 6 meter sections and installed successfully in one single run. A 2" innerstring was used to activate the bottom packer.

A purpose built lifting frame, ACTF 351, was built to accommodate the coiled tubing BOP and Injector Head. The lifting frame had amongst other features, a skidding arrangement for the injector head and winches and padeyes for easy handling of equipment and tools to be used.

Running the straddle packer assembly in the toe section, lock-up was experienced at 4160 meters MD at 113 degrees inclination. This was according to simulated lock-up depth. The tractor was activated by pumping 140 lpm giving 9 kN of pull force getting the BHA down to 4312m MD. The weight of the BHA in air was 2000 kgs.

WELL INTERVENTION USING COILED TUBING FOR SWEEP-CLEANING OUT OF DEVIATED WELLBORES AND ACCURATE PLACEMENT OF MULTIPLE FRACTURES IN VERTICAL AND DEVIATED WELLBORES

Jim B. Surjaatmadja, PhD, PE, Halliburton (Presenter)

The use of coiled tubing systems has been proven practical and very cost effective for many well intervention procedures. With the development of better quality and larger size coiled tubing systems, the variety of processes available for use with 'ed tubing systems continue to rise rapidly. This presentation discusses two of such processes: (1) the use of coiled tubing sized for the removal of solids from a wellbore with a deviated section and (2) the use of sized coiled tubing for pinpoint placement of many fractures in vertical deviated wellbores.

Removal of heavy solids through a wellbore section that is deviated could cause immense difficulties to the operator. Even when the particle settling velocity through the carrier fluid is slow, this velocity is increased by up to ten times in

более опасно, к прихвату. Авторы излагают методику, зарекомендовавшую себя достаточно успешной в решении этой проблемы.

Использование колтюбинга для проведения гидроразрыва было достаточно необычным еще несколько лет назад. Применение гибких труб обычно ограничивалось малыми операциями, и в действительности интенсификация посредством гибких труб сводилась к кислотной обработке. С началом применения технологии реактивного гидроразрыва использование гибких труб стало популярным. Изначально методы гидроразрыва гибкой трубой сводились к малым разломам пласта и некоторым кислотным обработкам путем повреждения близлежащих к стволу скважины участков. С развитием технологии этот метод используется для получения больших трещин, некоторые достигают свыше 600 футов длины. Метод реактивного гидроразрыва располагает разломы на многих участках так, как это необходимо. Статья описывает различные применения метода посредством использования колтюбинговых систем.

ПОВЫШЕННАЯ ДОБЫЧА, ДОСТИГНУТАЯ ПОСРЕДСТВОМ УСПЕШНЫХ ОПЕРАЦИЙ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПЕРЕТОКОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛТЮБИНГА НА ПЛАТФОРМЕ GANNET

David Barclay (Halliburton), Alan Turner, Simon Bristow (Halliburton), Toon Weisenborn (Shell U.K. Limited) (Соавторы)

В этой статье описываются результаты, полученные от использованных методик на установке Gannet Alpha в UK Central North Sea для обеспечения изоляции водоперетоков в горизонтальных скважинах в ходе трех отдельных операций на протяжении 18 месяцев.

Проект был начат с подробного анализа коллектора для выбора подходящих скважин для испытаний. Это привело к планированию и поиску подходящего колтюбингового и насосного оборудования наряду с химическими реагентами для зональной изоляции.

Проект кампании был подготовлен для проведения работ с морским оборудованием платформы с ограниченными возможностями. Он включал в себя широкомасштабные колтюбинговые операции и операции закачки. Используемый метод включал в себя изоляцию заводненных горизонтальных участков и также требовал повторных операций с участком и проведения новых перфорационных операций. Самым трудоемким являлось выполнение изоляции горизонтального затрубного пространства. Это требовало точной корреляции механических границ и размещения пригодного материала для зональной изоляции, который должен был быть установлен без просадки, чтобы не произошло разгерметизации верхнего участка затрубного пространства. Авторы описывают полученный опыт в ходе трех независимых операций.

В случае с платформой Gannet Alpha все три операции были успешно завершены. И скважины уже после проведения второй операции начали добывать обезвоженную нефть. Такие скважины обычно окупают стоимость проведения работ примерно через 70 дней добычи.

deviated wellbore sections, which can cause failure, and even worse, sticking. A method that is successful in counteracting this phenomenon is discussed in this presentation.

The use of coiled tubing in fracturing was quite uncommon until a few years ago. Its applications have usually been limited to small jobs, and in reality, coiled-tubing stimulation treatments have often been limited to acid-placement treatments. With the inception of hydrjet-fracturing technology, the use of coiled tubing has been very popular. Initially, coiled-tubing fracturing methods have been limited to placement of smaller fractures in the formation, and in some acidizing situations, limited to near-wellbore damage bypass methods. As the technology grows, the technique has been used to place large fractures, some reaching over 600-ft half-lengths. The hydrjet-fracturing technique places fractures at many locations as desired. This presentation discusses different hydrjet-fracturing implementation using coiled tubing systems.

ENHANCED PRODUCTION DELIVERED FROM SUCCESSFUL WATER SHUTOFF CAMPAIGNS USING CT INTERVENTION ON THE GANNET PLATFORM

David Barclay, Halliburton, (Presenter), Alan Turner and Simon Bristow, Halliburton; Toon Weisenborn, Shell U.K. Limited (Co-authors)

This paper describes the results obtained and the techniques used on the Gannet Alpha installation in the UK Central North Sea to provide water shut off solutions to horizontal wells on three separate intervention campaigns over 18 months.

The project started with a detailed reservoir analysis to select suitable candidate wells. This led to planning and sourcing of suitable CT and pumping equipment, as well as associated zonal isolation chemical solutions.

The design of the intervention campaigns was tailored to operate within the offshore environment of a production platform with limited drilling capabilities. This included extensive coiled tubing and fluid pumping operations. The technique used was to shut off the watered-out horizontal completion and isolate the unsupported annulus between the watered-out interval and the migrated oil interval. It was also required to re-access this interval with the addition of new perforations. The greatest enge was the isolation of the horizontal annulus. This required accurate correlation of the mechanical barriers and the placement of suitable zonal isolation material that would set without slumping and leaving the top of the annulus unsealed. The paper details the lessons learned throughout the three separate intervention campaigns.

In the case of the Gannet Alpha platform all three intervention campaigns were successful. As an example, the wells intervened in the second campaign came on stream producing dry oil. These wells typically recovered their intervention cost in approximately 70 days of production.



ПРОВЕДЕНИЕ КОЛТЮБИНГОВЫХ ОПЕРАЦИЙ СО СКВАЖИНОЙ МАГНУС: ОЖИДАТЬ НЕОЖИДАННОГО

Allison Strong, Charlie Michel, Dougie Irvine
(BP Exploration, UK)

Скважина Магнус M49(B5) была закончена в пласте LKCF и добывала нефть немногим более года, когда добыча неожиданно прекратилась. Желонка, спущенная на кабеле, показала наполнение свыше 1200 м, при этом там содержался песок.

Авторы описывают проведение первой колтюбинговой операции с 2-дюймовой трубой, осуществленной на Simop, с палубы Магнус, и то, как внешне обычная операция очистки от песка была изменена, когда изменились образцы твердых частиц с песка на глинистый сланец / пластовый гравий. Интегрированный командный подход обеспечил успешное выполнение операции. Использовался инновационный восстановительный подход для устранения повреждений нижней части обсадной трубы.

НАСТРОЙКА МОДЕЛИ ДЛЯ ФАКТИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И ГЛУБОКОВОДНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Gavin Bell, David Strother (Halliburton)

Описан анализ моделирования, предшествующий выполнению работ и анализ, проводимый после их выполнения, включая спуск гибкой трубы к удаленным горизонтальным и глубоководным скважинам, а также информацию, полученную от ряда новых операций, установивших новые рекорды (наземных горизонтальных скважин с низким давлением и морских глубоководных скважин с высоким давлением).

Проведение работ с длинными горизонтальными скважинами претерпело значительные изменения за последние несколько лет. Первые усовершенствования появились с переменной толщиной стенки и большим диаметром труб. Сейчас скважинные тяговые устройства (трактора), композитные гибкие трубы и разработка колтюбинговых колон с переменным диаметром обеспечивает спуск и безопасное извлечение инструмента с больших глубин.

В статье описывается арсенал технологий, методы моделирования, сравнивается моделирование с действительной информацией и суммируется опыт, полученный в ходе проведенных в последнее время операций.

КОЛТЮБИНГОВЫЕ КАМПАНИИ, ПРОВОДИМЫЕ С КУСТОМ СКВАЖИН С ПОЛУПОГРУЖНЫХ ПЛАТФОРМ: АНАЛИЗ И ПРАКТИКА НА СЕВЕРНОМ МОРЕ

Niall Murray, Stuart Murphy, Robert Wright (BJ Services)

В прошлом операторы рассматривали колтюбинговые операции с подводными скважинами как операции с высоким риском и требующие больших затрат. Тому было много причин: большое количество тяжелого оборудования, ограничения по пространству палубы, погода, дополнительные расходы при работе с полупогружными платформами. Принимая во внимание то, что большинство новых скважин пробурено под водой, и то, что они в основной массе либо направленные, либо горизонтальные, гибкая труба будет оставаться лучшим средством для большинства сервисных операций.

Сервисные кампании куста скважин показывают значительные преимущества по затратам и времени благодаря сокращению времени на развертку/свертку оборудования и улучшению общей эффективности. Однако при этом существует компромисс. Подробное техническое и операционное планирование может позволить обойти подобные риски и привести к успешному

MAGNUS COILED TUBING OPERATIONS; EXPECT THE UNEXPECTED.

Allison Strong, Charlie Michel, Dougie Irvine,
(BP Exploration, UK)

Magnus Well M49(B5) was completed in the LKCF formation and had been producing for a little over a year when it unexpectedly died. A slickline sample bailer revealed over 1200 m of fill with analysis of contents confirming sand.

This presentation details the first 2" Coiled Tubing Simop's performed from the Magnus impact deck, and how a seemingly conventional sand clean out operation significantly changed when solids samples at surface changed from sand to shale/formation gravel. An integrated team approach enabled the intervention to successfully be completed. An innovative remedial technique was used to cope with liner damage and restore the well to 4 mbopd production.

TUNING THE MODEL TO ACTUAL DATA FOR EXTREME REACH HORIZONTAL AND DEEPWATER WELL INTERVENTION

Gavin Bell and David Strother (Halliburton)

This paper discusses pre-job and post job modelling analysis of CT access to extreme reach horizontal and deepwater wells, including actual data from a number of recent record breaking operations (low pressure land based horizontal wells and offshore, high pressure deep-water wells)

Well intervention access to long horizontal wells has moved ahead with new technology over the past few years. First advances came with tapered wall thickness tubing and larger OD pipe. Now downhole traction devices, composite CT and the development of Tapered OD CT (TODCT) allows deployment and safe recovery of intervention tools to significantly greater depths.

The paper discusses the technologies available, modelling techniques for pre-job analysis, comparison of pre-job modelling with actual data and presents lessons learned from some recent projects.

MULTI-WELL COILED TUBING INTERVENTION CAMPAIGNS FROM SEMI SUBMERSIBLES — CONSIDERATIONS AND NORTH SEA CASE HISTORIES

Niall Murray, Stuart Murphy, Robert Wright, (BJ Services)

In the past, Operators have viewed Coiled Tubing interventions on sub sea wells as high risk and high cost. There are many reasons for this perception such as the large amount of heavy equipment, deck space limitations, weather delays, with the added daily cost of working on a semi submersible rig. With the majority of new wells being drilled sub-sea, and being primarily directional or horizontal, Coiled Tubing will remain the best conduit for many well servicing operations.

Multi-well intervention campaigns represent significant cost and time benefits by reducing rig-up/rig down times and improving overall efficiency. However, there is a trade-off in relation to this as outlined above. Detailed technical and operational planning can overcome such risks and result in successful interventions with high value to the

выполнению операций, с высокой оценкой оператора. Рассмотрены ключевые моменты, приведен полученный опыт в ходе трех операций на Северном море. Три операции, каждая из которых заняла свыше трех месяцев, потребовали использования 1 3/4-, 2- и 2 3/8-дюймовой гибкой трубы с жестким кабелем. Операции включали в себя такие виды работ, как газлифт, кислотная обработка, фрезеровка отложений, фрезеровка цемента, каротаж в реальном времени и посредством запоминающего устройства, перфорация, перекрытие водоносных горизонтов с помощью пакеров и сдвоенных систем, спускаемых на трубе.

ПЕРВАЯ В МИРЕ ОПЕРАЦИЯ ПО ВЫХОДУ ГИБКОЙ ТРУБЫ ИЗ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНОМ ПЕРЕПАДЕ ДАВЛЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ФРЕЗЕРОВКИ

Barry Webster (Baker Oil Tools)

Автор описывает первую в мире операцию по выходу гибкой трубы из обсадной колонны при отрицательном перепаде давления с использованием газа в качестве жидкости для фрезеровки. Эта операция позволила скважине на месторождении BP Sharjah's Sajaa оставаться в строю действующих вследствие фрезеровки отверстия в обсадной колонне, что обеспечило непрерывную добычу газа.

Массированный колтюбинговый проект бурения при отрицательном перепаде давления обеспечивает доступ к дополнительным резервам и увеличивает дебит высокотемпературных известняковых газовых скважин. Многочисленные боковые стволы были пробурены из существующих скважин для максимизации дренируемой площади в коллекторе и работы над падающим дебитом. Так как газ от месторождения служит источником энергии для газового завода Sajaa, который обеспечивает электричеством эмират Sharjah, обеспечение добычи с как можно меньшими перебоями было критически важным. Таким образом, все бурение проводится при помощи азота.

Преыдущие попытки бурения выходных отверстий из обсадной колонны при помощи азота были безуспешными из-за охлаждения долота и проблем со смазкой. Из-за крайне низкого давления коллектора на месторождении выходные отверстия из обсадной колонны были профрезерованы с использованием воды, создававшей положительный перепад давления, что приводило к большим потерям воды в пласте и потере добычи газа из основного ствола скважины. Риск потери добычи при будущем высоком дебите скважин был признан слишком высоким, чтобы и далее работать таким же способом.

Большинство скважин Sajaa были пробурены вертикальным способом, они включают в себя 7-дюймовую эксплуатационную колонну-хвостовик через коллектор и 5-дюймовую беспакерную эксплуатационную колонну до поверхности. Был необходим возвращаемый отклонитель для прохода через 5-дюймовую эксплуатационную колонну, который должен был быть установлен внутри перфорированной 7-дюймовой эксплуатационной колонны-хвостовика. Для дальнейшей минимизации объема жидкости, поступающей в ствол скважины, установка отклонителя была произведена посредством гибкой трубы при помощи азота.

Ключевым моментом, позволяющим использовать технологию, явилось долото нового поколения, разработанное совместно Baker Oil Tools и Hughes Christensen. Долото использовалось с последним поколением пневматического забойного мотора с высоким крутящим моментом. Фрезеровочный узел был спроектирован для спуска на электрическом колтюбиновом барабане, таким образом была исключена долговременная операция по замене барабана.

Operator. Key areas of consideration for such operations will be described, and three North Sea case histories will be presented. These intervention campaigns, each lasting in excess of three months, involved the use of 1-3/4", 2" and 2-3/8" stiff-wireline coiled tubing, and encompassed operations such as gas lifting, acid jetting, scale milling, cement milling, real time and memory logging, perforating, as well as gas and water shut off using packers and thru-tubing straddle assemblies.

WORLD'S FIRST COILED TUBING UNDERBALANCED CASING EXIT USING GAS AS THE MILLING FLUID

Barry Webster (Baker Oil Tools)

This presentation highlights the world's first true coiled-tubing underbalanced casing exit using gas as the milling fluid, which allowed a well in BP Sharjah's Sajaa field to remain live throughout the casing exit, ensuring uninterrupted gas production.

A massive coiled-tubing, underbalanced drilling project is accessing additional reserves and increasing production rates from Sajaa's high-temperature, gas-producing limestone reservoir. Through-tubing multi-lateral sidetracks are drilled from the existing wells in order to maximize the drainage area within the reservoir and address declining production. Because the field's gas powers the Sajaa gas plant, which supplies electricity to the emirate of Sharjah, it is critical that existing gas production suffers as few interruptions as possible. Therefore, all drilling is performed using nitrogen gas.

Previous attempts to mill casing exits using Nitrogen with conventional milling technology proved unsuccessful largely due to mill cooling and lubricity problems. Due to the extremely low reservoir pressures within the field, casing exits milled using water created an overbalance which resulted in massive water losses to the formation and a loss of existing gas production from the motherbore. The risk of losing production on future high rate, gas producing candidate wells was considered too great to continue in this way.

The majority of the Sajaa wells were drilled vertically and comprise of a 7" production liner across the reservoir and a 5" packerless production tubing string to surface. A through tubing retrievable whipstock was required to pass through the 5" production tubing and set inside the 7" perforated liner. In order to further minimize the volume of fluid introduced to the wellbore the whipstock setting is performed on coiled tubing with Nitrogen.

A key enabling technology was a new generation casing exit mill developed jointly between Baker Oil Tools and Hughes Christensen. This was combined with the latest generation of high torque, air driven downhole workover motor. The milling assembly was designed to be conveyed on an electric line coiled tubing reel, thus eliminating time-consuming reel change-outs.

СПУСК НАБУХАЮЩИХ ЭЛАСТОМЕРОВ В SHELL E & P

Martijn Kleverlaan (Shell)

В большинстве зон, где работает «Шелл», особенно на стареющих месторождениях, сделан акцент на снижение затрат, проводимых на фонд скважин. Различные технологии были опробованы на предмет соответствия этой цели и для того, чтобы позволить оператору бурить скважины дешевле и лучше, получая практически все, что можно, от уже существующей инфраструктуры.

Одна из быстро развивающихся технологий — применение набухающих эластомерных пакеров. Эти пакеры, которые естественно набухают, когда подвергаются воздействию соответствующего реагента, успешно применяются как замена традиционным механическим пакерам или цементу. Применение набухающих эластомерных пакеров варьируется от операции к операции и может сокращать издержки как за счет сокращения времени, так и за счет снижения затрат на инструмент.

Набухающий эластомерный пакер, или набухающий пакер — резиновый элемент, вулканизированный на трубе. Главной характеристикой резины является ее способность значительно набухать, когда она подвергается воздействию ароматических углеводородов или соленой воды в процессе поглощения.

Набухающий нефтяной пакер — это эластомерный пакер, который набухает главным образом за счет поглощения углеводородов в процессе диффузии. Нормальной рабочей температурой для набухающих нефтяных пакеров является 80–130 °C.

Набухающий водяной пакер — это пакер, который набухает главным образом за счет поглощения воды (соляного раствора). Это осмос-процесс. Нормальной рабочей температурой для подобных пакеров является 50–90 °C.

Предоставленное описание демонстрирует три существенно различных варианта использования набухающих эластомерных пакеров: заканчивание нижней трубы обсадной колонны, внутриколонный изолирующий пакер и раздвижная арматура необсаженной скважины.

УРОКИ ЗАКАНЧИВАНИЯ И СКВАЖИННЫХ РАБОТ TTRD

John Mason, Alistair Skelly (Drilling & Completions, EnCana (U.K.) Ltd., Aberdeen)

Месторождение UKCS Scott около 8 лет находится в стадии падения объема добычи, с долей содержания воды свыше 80%. В течение 2003 г. буровое оборудование платформы было обновлено для осуществления TTRD-бурения. Три TTRD-источника добычи были оборудованы в 2003 г. 2 7/8-дюймовыми цементными хвостовиками. Буровой шлам был замещен соевым раствором при помощи гибкой трубы, затем была осуществлена перфорация при помощи кабельного оборудования.

Статья охватывает ключевые моменты заканчивания и полученный опыт на основе этих трех TTRD-скважин, в том числе начальную стадию строительства скважины и проведение последующих операций. Проблемы включали условия, приближенные к высоким температурам и давлению в многопластовом коллекторе с перепадами истощения и варьируемым вытеснением воды, а также вопросы, связанные с инструментом для проведения перфорации, неожиданное содержание воды и асфальтеновые отложения, требующие колтюбинговых операций очистки.

DEPLOYMENT OF SWELLING ELASTOMERS IN SHELL E & P

Author: Martijn Kleverlaan (Shell)

In most areas where Shell operates, especially in the more mature oil field environments, there is a high focus on well cost reduction. Various technology applications have been identified to meet this business need and allow the operator to drill wells cheaper and smarter, making the most of existing infrastructure.

One technology that is experiencing a rapid uptake is the application of swelling elastomer packers. These packers, which swell naturally when exposed to the appropriate swelling agent, have successfully been used as a replacement for traditional mechanical packers or cement. The business case for using swelling elastomer packers is different per application and can include time savings as well as direct tool cost savings.

A swelling elastomer packer, or swelling packer, is a rubber element vulcanised onto pipe. The main property of the rubber is that it swells significantly when exposed to either aromatic hydrocarbons or saline water through a process of absorption.

An oil swellable packer is a swelling elastomer packer, which swells primarily through the absorption of hydrocarbons. This is a diffusion process. Typical operating temperatures for oil swellables are 80–130°C.

A water swellable packer is a swelling elastomer packer, which swells through the absorption of (saline) water. This is an osmosis process. Typical operating temperatures for water swellables are 50–90°C.

The case examples provided in this presentation show three distinctly different uses of the swelling elastomer packer: the liner completion, the production isolation packer, and the expandable open hole clad.

TTRD COMPLETION AND INTERVENTION LESSONS

John Mason & Alistair Skelly (Drilling & Completions, EnCana (U.K.) Ltd., Aberdeen)

The UKCS Scott field is some eight years into the production decline curve, with field water cut now over 80%. During 2003, the platform drilling package was upgraded for TTRD drilling. Three TTRD oil producers were completed in 2003 with 2 7/8" cemented liners, displaced from mud to brine with CT and then wireline perforated.

The presentation covers the key completion and intervention learnings from these TTRD wells, covering initial well construction and subsequent interventions. Challenges include near-HPHT conditions in a multi-layer reservoir with differential depletion and varying water sweep. Problems have included guns blown up hole, unexpected water cut and asphaltene deposits requiring CT cleanout.

КОЛТЮБИНГОВОЕ ФРЕЗЕРОВАНИЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ МИЛЛЕР (2004 Г.)

Helen Keron, Charlie Michel (BP)

Месторождение Миллер страдает от крайне сильных отложений сульфата бария. По этой причине в конце 2002 г. добыча из двух скважин прекратилась, и в 2004 г. они были выфрезерованы посредством колтюбинговой трубы. Самым трудным было проведение операции на глубине 19600 футов с максимальным уклоном в 57°.

Наибольший риск был определен на ранней стадии как очистка ствола и, следовательно, застрявшая труба. Результаты фрезерования на месторождении Миллер не были особо успешными, наблюдалось три застревания трубы в 8 операциях.

Факторы для предотвращения застревания трубы включали:

- выбор КНБК;
- выбор жидкости;
- гидравлическое моделирование;
- размер шлама и, таким образом, скорость проходки;
- строгие, в некоторых случаях неинтуитивные процедуры.

Хотя в ходе одной из операций возникли проблемы с наземным оборудованием, ни в одной точке фрезерования скважин не возникали вопросы об очистке ствола или наблюдаемом чрезмерном тяговом усилии.

Обе скважины были введены в фонд действующих, без застревания трубы или прочих проблем. Завод перерабатывал 25 баррелей гелевых гранул, без влияния на разделение или нефти в параметрах воды. С этой точки зрения операция имела ошеломляющий успех.

MILLER COIL TUBING MILL-OUT, 2004

Authors: Helen Keron & Charlie Michel (BP)

The Miller field suffers from extremely aggressive Barium Sulphate scaling. In late 2002 it lost production from two wells due to scale bridges and in 2004 these were milled out using coil tubing. The most difficult of these wells was 19,600' deep, with a maximum deviation of 57°.

The key risk was identified early on in the project as hole cleaning and therefore stuck pipe. The track record for milling on Miller was poor, with three stuck pipe incidents in 8 jobs.

The key mitigations required to prevent stuck pipe were identified as:

- BHA selection;
- fluid choice;
- hydraulics modelling;
- cuttings size and hence ROP;
- rigorous, and in some cases non-intuitive, procedures.

Although one of the jobs experienced surface equipment problems, at no point in the milling of either well were concerns raised about hole cleaning or any over-pulls seen. Both wells were restored to production with no stuck pipe or downhole problems. The production plant processed the 25 bbl gel pills without affecting separation or oil in water parameters. From an asset viewpoint, the job was deemed an overwhelming success.

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ НЕРАЗРУШАЮЩИХ ИСПЫТАНИЙ ГИБКОЙ ТРУБЫ

Roderic K. Stanley (Quality Tubing)

Электромагнитная проверка гибкой трубы является принятой операцией в Северном море. Обычные установки измеряют стенку, овальность и дефекты. Но что далее? В статье обсуждаются вопросы, помогающие улучшить качество и интерпретацию неконтактных методов и неразрушающей оценки. Традиционно существует (1) проверка усталостной долговечности методом рассеяния магнитного потока, а не основанная на расчетах, (2) усовершенствованная система оценки рассеяния магнитного потока, полученные в результате разработок Исследовательского консорциума колтюбинговой механики, (3) использование Flexor TU4 для оценки сокращения срока службы на дефектах, (4) ультразвук для быстрой проверки стыковых швов, (5) принятые правила для проверки в процессе эксплуатации и (6) разработка робота, который может передвигаться внутри трубы с барабана. Это привело к возможности оценки в реальном времени состояния трубы во всех точках в ходе ее службы, таким образом обеспечивая более легкую эксплуатацию гибкой трубы.

POTENTIAL IMPROVEMENTS TO NDE DEVICES FOR COILED TUBING

Roderic K. Stanley (Quality Tubing)

Electromagnetic inspection of CT is well established in the North Sea. Typical units measure wall and ovality, and detect imperfections. Typical units measure wall and ovality, and detect imperfections. But what is next? Here we discuss items that might be used to improve both the quality and interpretation of non-contact methods of nondestructive evaluation (NDE). Typically these are (a) assessment of fatigue by an electromagnetic methods rather than a calculation, (b) improved magnetic flux data assessment via results from the Coiled Tubing Mechanics Research Consortium, (c) the use of Flexor TU4 for estimated life loss at imperfections, (d) ultrasound for rapid butt-weld inspection, (e) accepted rules for in-service inspection, and (f) the development of an unthethered robot that can crawl through tubing on the storage reel. These lead to a distinct possibility to provide sufficient of a real-time assessment of coiled tubing for operators to make educated assessments of the state of tubing at all points during its life, thus making for more trouble-free operation of the coil.



ИЗМЕРЕНИЕ АБСОЛЮТНОГО НАПРЯЖЕНИЯ В ГИБКОЙ ТРУБЕ: ИЗМЕРЕНИЕ УСТАЛОСТИ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ И КОНТРОЛЬ

John McCarthy (AEA Technology plc), Rod Stanley (Quality Tubing)

В кольтюбинговой отрасли очень важными являются знания о накопленном усталостном повреждении трубы изгибами и по-вреждениями поверхности, которые возникли в процессе эксплуатации установки и вызваны коррозией. Сейчас промышленность использует теоретическую модель, которая основана на практических результатах, полученных на машине для испытаний на усталость.

Неразрушающие испытания гибкой трубы выполняются на 100 % для измерения толщины стенок, диаметра (включая вычисление овальности) и оценки повреждения, вызванного появлением рубцов и вмятин, при помощи метода рассеяния магнитного потока.

Появляется возможность использования бесконтактных методов измерения усталости в реальном времени в составе инструмента для неразрушающих измерений, таким образом, полная проверка трубы может быть осуществлена одним инструментом. Измерения усталости выполняются с помощью технологии измерения магнитного напряжения.

ПРИМЕНЕНИЕ НОВОЙ РАСШИРЯЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЗОНАЛЬНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ВОДНЫХ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШЕТЛАНД

P.P. Angell (SPE), D. Kamsley (BP)

В качестве планируемой программы забуривания вторичного ствола необходимо подготовить скважину к бурению. До начала буровых работ должен был быть ликвидирован существующий коллектор, требовалось изолировать скважину, чтобы обеспечить возможность демонтажа подводной фонтанной арматуры и изоляцию противовыбросового превентора. Из-за конструкции заканчивания пробка для изоляции должна пройти через сужения проходного сечения, в нижней трубе обсадной колонны. В 2003 г. была проведена предварительная работа по изготовлению сдвоенного пакера, спускаемого на гибкой трубе, для использования в Foinaven была выбрана конструкция расширяющегося пакера. Чтобы этот выбор обеспечил успешную изоляцию, были проведены обширные испытания на суше. Операция была успешно завершена в начале 2004 г.

РЕМОНТ ДЕФЕКТОВ ПОВЕРХНОСТИ ГИБКОЙ ТРУБЫ

Steven M. Tipton, доктор наук, инженер-нефтяник, профессор, Ronald Isaac, доктор наук, научный сотрудник, Chase Breidenthal, магистр наук, научный сотрудник, Justin Rempel, научный сотрудник (Университет Талсы)

Гибкая труба регулярно получает механические повреждения внешней поверхности в форме царапин, вмятин, раковин, вдавливания и т.п. Структурные сосредоточенные неоднородности, обнаруженные этими дефектами, могут вызвать локализованные концентрации напряжений и усталости, которые могут привести к раннему появлению усталостных трещин. Гибкая труба ремонтируется в таких случаях путем удаления поврежденного участка и замены дефекта стыковой сваркой. Однако стыковые сварные швы сами значительно снижают срок службы. Статья проверяет

MEASURING ABSOLUTE STRESS IN COILED TUBING: REAL TIME FATIGUE MEASUREMENT AND CONTROL

John McCarthy of AEA Technology plc Rod Stanley of Quality Tubing

In the coiled tubing industry, knowledge of the accumulated damage to coiled tubing from bending, and from surface defects that are caused by rig operations and corrosion, is of great importance. The current state of technology in the industry is to assess the accumulated fatigue using a theoretical model, which is based upon practical results that have been obtained on a fatigue machine.

The NDE inspection of CT is performed for 100% wall thickness measurement, diameter measurements (including the computation of ovality), and assessment of damage caused by pitting and gouges using the magnetic flux leakage (MFL) technique.

The possibility now arises of including non-contact fatigue measurements in real time into the NDE tool, so that a complete inspection of the coiled tubing could be performed with one device. The fatigue measurements would be performed using magnetic stress measurement technology.

APPLICATION OF NEW EXPANDABLE TECHNOLOGY FOR WATER INJECTION WELL ZONAL ISOLATION IN DEEPWATER WEST OF SHETLAND FIELD

P.P. Angell (SPE), D.Kamsley (BP)

As part of a planned programme for sidetracking a well, there was a requirement to intervene and prepare the well for drilling. Ahead of the side tracks commencing, the existing reservoir had to be abandoned, and the well isolated to allow removal of the subsea xmas tree and installation of BOPs. Due to the completion design, the plug required for this isolation had to be able to pass through restrictions, yet set in the larger sized liner. To do this, building on the preliminary work done in 2003 to build a CT deployed straddle for Foinaven, an expandable plug was chosen. To give confidence that this choice would deliver a successful isolation, an extensive onshore test programme was completed. This also had the added benefit of being able to convince those out with the team that this was the correct choice and that BP's barrier policy was being complied with. A successful deployment was achieved in early 2004.

REPAIRING SURFACE FLAWS IN COILED TUBING

Steven M. Tipton, Ph.D., P.E., Professor Ronald Isaac, Ph.D. Graduate Research Assistant Chase Breidenthal, M.S. Graduate Research Assistant Justin Rempel, Undergraduate Research Assistant The University of Tulsa

Coiled tubing routinely incurs mechanical damage to its outer surface in the form of scratches, scrapes, cuts, gouges, dents, impressions and other mishaps. The structural discontinuities manifested by these flaws can cause localized concentration of stresses and strains that lead to premature formation of fatigue cracking. Coiled tubing is repaired in such instances by removing the damaged sec-

ремонтную стратегию удаления скопления напряжения путем изучения поверхности трубы для удаления дефекта и замены тонким, ровным участком поверхности. При правильном проведении операции этот метод показал себя как чрезвычайно эффективный для неглубоких скважин. Этот подход также показан как более предпочтительный по сравнению со стыковыми сварными швами для более глубоких дефектов, до 40 % от толщины стенки. Предоставлены инструкции для проведения ремонта наряду с противопоказаниями для использования данного метода.

SPE 89632

ДАЛЬНЕЙШИЕ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ПЛАВУЧИХ ОПЕРАЦИЙ

J.E. Lode, R. Moller, K. T. Nesvik (SPE, Statoil), A. Buchanan (SPE, Schlumberger), J. Myklebust (SPE)

Количество новых скважин, законченных подводным методом, быстро растет. В то же время существующие подводные месторождения входят в специфическую фазу добычи, которая требует более частого проведения операций со скважиной для поддержания объема и/или увеличения извлекаемых запасов. Следовательно, потребность в проведении кабельных и колтюбинговых операций у таких скважин растет. Как показатель этой тенденции, один из операторов в Норвегии наблюдал двойной рост числа колтюбинговых операций с подводными скважинами в 2003 г. по сравнению с предыдущими годами.

Сегодня традиционные установки для выполнения колтюбинговых операций с подводными скважинами являются полупогружными, спроектированы главным образом для бурения и заканчивания. Сложности согласования и выполнения колтюбинговых работ с этих полупогружных платформ были задокументированы. Такие трудности относятся преимущественно к труднодоступным участкам и пространству вокруг подъемных систем и, что более важно, к относительному движению (в основном качка), которое существует между «фиксированным» устьем скважины/герметизатором и подвижной установкой.

Авторы описывают недавно появившееся оборудование и методики, которые сейчас считаются прошедшими испытания, для улучшения колтюбинговых полупогружных операций посредством:

- сокращения времени, в течение которого персонал подвергается опасности;
- сокращения времени, в течение которого оборудование подвержено повреждениям;
- увеличения эффективности «рабочего окна» в отношении качки.

Вопросы, которые должны быть освещены:

- последнее поколение подъемной рамы с интегрированной рамой безопасности герметизатора и направляющей;
- революционное использование нового соединения скользящего типа, которое эффективно устраняет эффект качки в ходе критических фаз выполнения работ.

tion and replacing the defect with a butt weld. However, butt welds can themselves reduce the life considerably. This paper examines another repair strategy of removing the stress concentration by grinding away the surface of the tubing to remove the defect and replace it with a thinner, albeit smooth surface region. When done correctly, this method has proven extremely effective for shallow flaws. The approach is also shown to be superior to butt welds for deeper flaws to a depth of 40% of the wall thickness. Guidelines are given for making the repairs and the limitations of the approach are also presented.

SPE 89632

FURTHER DEVELOPMENTS FOR COILED TUBING FLOATER OPERATIONS

J.E. Lode, R. Moller, K. T. Nesvik (SPE, Statoil), A. Buchanan (SPE, Schlumberger), J. Myklebust (SPE)

The number of new subsea-completed wells is increasing rapidly. At the same time, existing subsea field developments are entering more challenging phases of production with wells demanding a higher intervention frequency in order to maintain production and/or increase recoverable reserves. Consequently the demand for performing coiled tubing (CT) interventions in such wells is increasing. As an indication of this trend, one operator in Norway has seen a doubling of CT interventions in subsea wells in 2003 compared to previous years.

Today the most common installations available to perform CT interventions on subsea wells are semisubmersible rigs that are primarily designed for drilling and completion activities. The challenges of interfacing with and performing CT operations from these "semisubmersibles" are well documented. Such challenges relate mainly to restricted access and space around the hoisting systems and, even more importantly, to the relative motion (primarily heave) that exists between the "fixed" wellhead/riser and the moving installation.

This paper describes newly introduced equipment and techniques that are now considered field tested to improve coiled tubing, semisubmersible operations by

- reducing personnel exposure to safety hazards;
- reducing equipment exposure to damage hazards;
- increasing efficiency and the operational window with respect to heave conditions.

Items to be described and discussed in this regard are:

- a latest generation lifting frame with integrated stripper crash frame and stabbing guide;
- revolutionary use of a new slip joint system that effectively cancels out the effect of heave during critical phases of the operations.



ФОТОКОНКУРС

PHOTOGRAPHIC COMPETITION



Восход солнца в Alice
AliceSunrise



Улов отнесем домой
Taking Home the Catch



В пыльном Вайоминге, напоминающем пустыню
In Wyoming on dusty desert type location

Цвет каски показывает «зеленого» сотрудника – новичка в этих операциях
The colour of the cap indicates that the worker is "green" – new in the operation

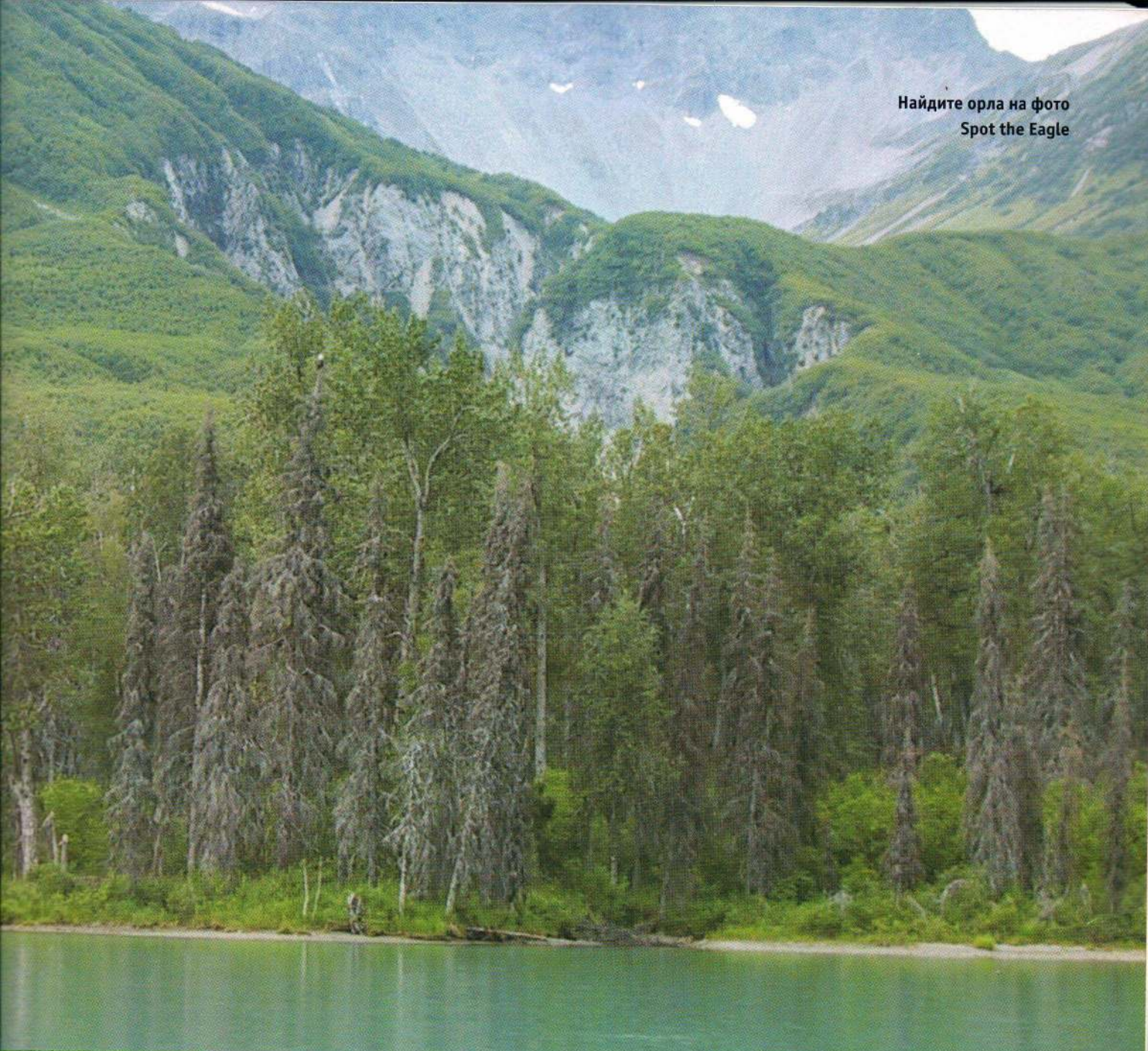
Дон Колаш работает в компаниях "Dowell" и "Schlumberger" уже 23 года. В течение последних двенадцати лет он является инженером по вводу в эксплуатацию колюбингового наземного оборудования, база которого находится в Шугар Лэнд, (штат Техас). Дон работает с производителями оборудования в США, Канаде, Великобритании, а сейчас и в Беларуси с целью разработки и поставки оборудования для полевых работ по всему миру. Его международная деятельность началась с поездки по сопровождению оборудования для гидроразрыва в Китай в 1985 году, после этого он побывал в Венесуэле, Бразилии, Шотландии, Англии, Норвегии, Дании, Голландии, Анголе, Габоне, Омане, ОАЭ, Казахстане, Беларуси и России.

«Мои любимые пейзажи – закаты и восходы солнца, и я останавливаю машину в любой момент, когда можно сделать хороший снимок», – говорит Дон.

Don Kolash have worked for Dowell and Schlumberger for 23 years. The last 12 years he had been a sustaining and commissioning engineer in coiled tubing surface equipment, based in Sugar Land, Texas. He works with the manufacturers of the equipment in the US, Canada, UK and now in Belarus, to develop and deliver equipment to field operations world wide. His international work travel began with a Fracturing equipment sustaining trip to China in 1985 and since then he had been to Venezuela, Brazil, Scotland, England, Norway, Denmark, Holland, Angola, Gabon, Oman, United Emirates, Kazakhstan, Belarus and Russia.

"My favorite pictures are sunrises and sunsets in any part of the world, and I'll stop my vehicle anytime that it is possible to take a good picture", — says Don.

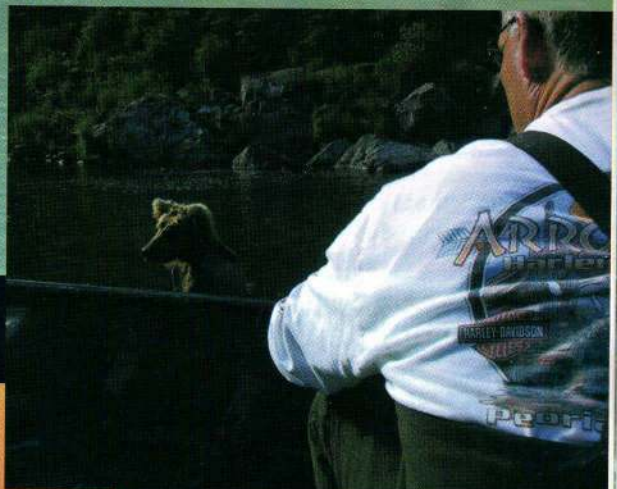
Найдите орла на фото
Spot the Eagle



Большой королевский лосось
Grand King Salmon



Платформа в Мексиканском заливе
The Rig in the Gulf of Mexico



Что у нас на обед?
Lunch Available Maybe



IEA КОРРЕКТИРУЕТ ПРОГНОЗ ПОТРЕБНОСТИ В НЕФТИ В 2005 г.

Высокие темпы роста потребления нефти в США и Китае, сообщают аналитики Международного Энергетического Агентства (IEA), заставили их увеличить конечные оценки общей потребности в ней в четвертом квартале 2004 г. на 200000 баррелей в день, до 84,4 миллионов баррелей в день.

Частично это произошло из-за роста потребления в Китае в декабре всего лишь на 10 %, или на 50000 баррелей в день по сравнению с ноябрем. IEA увеличила рост азиатского спроса на 2005 г. на 90000 баррелей в день по сравнению с предыдущим отчетом компаний. И снова причиной явился более здравый взгляд на потребности Китая, равно как и всей Юго-Восточной Азии, в нефти. IEA прогнозирует, что при нормальных погодных условиях потребление в Азии в четвертом квартале будет еще выше, чем в прошлом году.

Источник: www.worldoil.com

ГАЗПРОМ ОТКРЫВАЕТ СВОЕ НАМЕРЕНИЕ ОБРАЗОВАТЬ КОНСОРЦИУМ СПГ

Российский гигант природного газа «Газпром» сообщил, что желает создать международный консорциум к середине 2005 г. для поставки СПГ на рынок США. Газ для проекта должен поступить с месторождения Штокман в Баренцевом море, на разработку которого затрачено 10 млрд долларов США. Как сообщил заместитель председателя правления «Газпрома» Александр Рязанов, компания желает урегулировать все вопросы и далее работать над проектом. В противном случае управляющие «Газпрома» опасаются, что они могут упустить эту возможность. 10-миллиардная первая стадия включает ежегодную добычу в 30 Bcm (2,9 Bcfd), природного газа, из которых от 22 до 24 (2,1–2,3 Bcfd) будут превращены в 15 млн метрических тонн СПГ. В конечном итоге добыча Штокмана сможет побить планку в 100 Bcm (9,7 Bcfd). Поставки в США должны начаться по плану с 2010 или 2011 г.

Источник: www.worldoil.com

IEA REVISES FORECAST HIGHER FOR 2005 OIL DEMAND

Analysts at the International Energy Agency (IEA) said higher US and Chinese growth prompted them to revise upward their final estimates of global oil demand in fourth-quarter 2004 by 200,000 bpd, to 84.4 million bpd.



This was due, in part, to stronger Chinese demand growth in December, of just over 10%, or 50,000 bpd, compared to November. Accordingly, IEA hiked Asian demand growth for 2005 by 90,000 bpd, compared to the agency's previous report. Again, the reason was more robust outlook for Chinese demand, as well as Southeast Asia overall. Assuming normal weather patterns this year, IEA forecasts

that for the fourth quarter, OECD Asian demand will be even higher than last year.

Source: www.worldoil.com

GAZPROM REVEALS INTENT TO FORM LNG CONSORTIUM

Russia's natural gas giant, Gazprom, said it wants to create an international consortium by mid-2005 to supply LNG to the US market. Gas for the project would come from a \$10-billion development of Shtokman field in the Barents Sea, offshore northern Russia. According to Gazprom Deputy CEO Alexander Ryazanov, the firm is eager to finalize details and get the project moving. Otherwise, Gazprom managers fear that they will miss their window of opportunity. The \$10-billion first stage includes annual Shtokman output of 30 Bcm (2.9 Bcfd) of natural gas, of which 22 to 24 Bcm (2.1 to 2.3 Bcfd) would be converted to 15 million metric t of LNG. Eventually, Shtockman's production could hit 100 Bcm (9.7 Bcfd). Shipments to the US would be targeted to begin by 2010 or 2011.

Source: www.worldoil.com

В ЗАПОВЕДНИКЕ НА АЛЯСКЕ БУДУТ ДОБЫВАТЬ НЕФТЬ

Сенат США поддержал разрешение на добычу нефти на территории арктического природного заповедника на Аляске. При 51 голосе «за» и 49 «против» сенаторы отклонили просьбу противников такого бурения не включать соответствующее разрешение в прошедший в марте через сенат бюджетный законопроект.

Согласно ориентировочным оценкам, запас нефти на месторождениях Прадхо составляет от 5 до 16 млрд баррелей. Добыча нефти здесь является одной из основополагающих частей энергетического законопроекта президента США Джорджа Буша, цель которого — создание условий для снижения зависимости США от поставок нефти из-за рубежа. При этом глава Белого дома подчеркнул, что новые месторождения дадут США дополнительно «до 1 млн баррелей нефти в сутки».

Вместе с тем, экологи США категорически возражают против добычи нефти в этом регионе Аляски. По их мнению, нефтедобыча нанесет невосполнимый ущерб уникальной арктической природе.

Источник: РИА «Новости»



THEY ARE GOING TO PRODUCE OIL IN AN ALASKA RESERVE

The senate of USA has approved the permission for oil recovery on a territory of arctic nature reserve in Alaska. 51 voted for the decision and 49 voted against, the senators have declined the request of their opponents not to take this decision to budget draft that passed via senate in March.

According to estimated the oil deposits of Prudhoe field amounts from 5 to 16 billions of barrels. The oil recovery of this field is one of the basic parts of energy draft of President of USA G.Bush, the purpose is to create conditions to reduce USA dependency on oil supply from abroad. The Head of White House emphasized that new filed will additionally provide USA with “up to 1 million of oil barrels per day”.

At the same time ecologists of USA are categorically against of oil recovery in this Alaska region. They believe that oil recovery will harm the unique arctic nature.

Source: RIA Novosti

РОССИЙСКАЯ КОМПАНИЯ «ТАТНЕФТЬ» НАЧИНАЕТ ДОБЫЧУ НЕФТИ В СИРИИ

Как сообщает РИА «Новости», «Татнефть» стала первой за последние 15–20 лет российской нефтедобывающей компанией, которая будет работать в Сирии.

В соответствии с соглашением между «Татнефтью» и Сирийской Государственной нефтяной компанией россиянам предоставлено эксклюзивное право на выполнение геологической разведки и добычу нефти и газа в провинции Дейр Аз Зоур в восточной Сирии. Общая площадь лота, предоставленного в распоряжение российских компаний, составляет более 1900 квадратных метров.

«Татнефть» собирается потратить около 26 млн долларов США на разведку, 1 млн — на финансирование социальных и образовательных программ в Сирии в течение последующих семи лет. Представитель «Татнефти» сообщил, что опыт работы в Сирии является важным, так как компания планирует начать сотрудничество с Иракскими нефтедобывающими компаниями.

Татнефть занимает шестое место в списке российских компаний по объему добычи. 550000 баррелей ежегодно добываются в Сирии. Страна за последние годы подписала ряд контрактов с канадскими, китайскими и европейскими нефтедобывающими компаниями.

Источник: MosNews

RUSSIA'S TATNEFT TO START OIL PRODUCTION IN SYRIA

Russia's Tatneft oil company has become the first Russian oil producer in past 15-20 years to operate in Syria, RIA Novosti reports.

According to the agreement between Tatneft and the Syrian State oil company, the Russians have been given the sole rights to conduct geological explorations, and oil and gas production in the province of Dayr az Zowr in eastern Syria. The total area of the lot put at the Russian companies disposal is more than 1,900 square meters.

Tatneft is due to spend over \$26 million on exploration, and \$1 million on financing social and educational programs in Syria within the next seven years.

A Tatneft spokesman said that the experience of operating in Syria is important because the company is going to start cooperation with Iraqi oil producers.

Tatneft occupies sixth place on the list of Russian oil companies in terms of production volume.

550,000 barrels of oil are produced in Syria annually. The country has signed a number of contracts with Canadian, Chinese, and European oil producers in recent years.

Source: MosNews

В РОССИИ ЗА ГОД ПРОИЗВОДСТВО СТАНКОВ-КАЧАЛОК УПАЛО В ДВА РАЗА

Согласно данным Федеральной службы государственной статистики, в 2003 году на территории Российской Федерации было произведено 1004 станка-качалки, а в 2004 году всего 518 штук. Подобную ситуацию специалисты связывают с нежеланием нефтяных компаний вкладывать деньги в обновление парка действующего оборудования. В частности, крупнейшее российское предприятие по выпуску станков-качалок ФГУП «ПО «Уралтрансмаш»» (г. Екатеринбург) из-за отсутствия заказов практически свернуло производство этого важнейшего вида нефтепромыслового оборудования.

Продолжает падать также производство буровых установок для геофизического и структурно-поискового бурения: со 151 произведенной установки в 2003 году их число снизилось до 124 в 2004 году, еще более существенное падение произошло ранее.

Источник: СПНГО (Союз производителей нефтегазового оборудования)



ANNUAL PRODUCTION VOLUME OF CONVENTIONAL PUMPING UNITS IN RUSSIAN HAS DECLINED BY TWO TIMES

According to information of Federal State Statistics department, in 2003 on a territory of Russian Federation there were produced 1004 conventional pumping units, and in 2004 only 518. The state of affair is connected with the unwillingness of oil companies to invest in renewal of equipment fleet. In particular, the biggest Russian enterprise for manufacturing of conventional pumping units Ulatrnmash (Ekaterinburg) almost stopped the manufacturing of this important kind of oilfield equipment because of lack of orders.

The volume of drilling units manufacturing for logging and exploratory drilling is still falling. In 2003 they manufactured 151, in 2004 – 124, the most significant manufacturing recession was even earlier.

Source: Association of oil and gas field equipment manufacturers.

«ЛУКОЙЛ» ПОСТЕПЕННО СТАНОВИТСЯ АМЕРИКАНСКИМ

Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» Леонид Федун сообщил, что в течение года компания «СопосоPhillips» увеличит свою долю в ОАО «ЛУКОЙЛ» с 10 % до 20 %. Руководитель пресс-службы «СопосоPhillips» Кристи Дежарлэ отметила для газеты «Ведомости», что это произойдет в течение следующих двух лет.

Источник: СПНГО (Союз производителей нефтегазового оборудования)



LUKOIL IS GETTING SLOWLY BUT STEADY AN AMERICAN COMPANY

A vice president of Lukoil Leonid Fedun informed that within a year ConocoPhillips will increase its share in Lukoil from 10 % to 20 %. The head of public relations department of ConocoPhillips Kristy Dezharle admitted for the newspaper that it would happen within two following years.

Source: Association of oil and gas field equipment manufacturers.

ДОБЫЧА В КАЛИФОРНИИ ПЛАВНО СНИЖАЕТСЯ

Рекордно высокие цены на нефть не смогли повернуть вспять продолжающееся снижение добычи нефти в Калифорнии, сообщила государственная служба по вопросам нефти, газа и геотермических ресурсов. На калифорнийских наземных месторождениях за прошлый год добыто 225 млн баррелей нефти (615,000 bpd), тогда как в 2003-м — 232,6 млн баррелей (637,000 bpd), а в 2002-м — 241,1 млн баррелей (661,000 bpd). «Снижение добычи нефти произошло главным образом из-за продолжающегося, нормального снижения добычи по всему штату», — сообщается в отчете филиала. По иронии, цена сырой нефти Midway-Sunset, добытой в Kern County, побил рекордную планку в 43 доллара за баррель в октябре прошлого года. Служба ожидает, что в этом году будет пробурено больше скважин, чем в 2004-м, что поможет замедлить темпы снижения добычи.

Источник: www.worldoil.com

Record-high oil prices have not reversed California's continual decline in oil production, said the state's Division of Oil, Gas and Geothermal Resources. California's onshore areas produced 225 million bbl (615,000 bpd) of oil last year, compared to 232.6 million bbl (637,000 bpd) in 2003 and 241.1 million bbl (661,000 bpd) in 2002. "The decrease in oil production was mainly due to the continued, normal production decline statewide," said a divisional report. Ironically, the price of Midway-Sunset crude produced in Kern County hit a record high at \$43/bbl last October. The division expects more wells to be drilled this year than in 2004, which may help to slow the rate of decline.

Source: www.worldoil.com

CALIFORNIA OUTPUT SLIDES

Foremost Industries – Serving Russia for Over 30 Years

Формост Индастриз – Более 30 лет Обслуживания Российского Рынка

Канадская компания "Формост" известна на Российском нефтепромысловом рынке более 30 лет, как надежный поставщик высококачественных гусеничных внедорожников таких, как Хаски 8. На сегодняшний день компания "Формост" является также мировым лидером в разработке, проектировании и производстве Установок Гибких НКТ.

Новейшие Установки Гибких НКТ компании "Формост" способны бурить скважины как с гибкими НКТ, так и с обычными трубами, и несут в себе технические и экономические выгоды. Для увеличения универсальности применения, они оснащены верхним приводом для вращения обычной трубы, там где это необходимо, а также штропами и элеваторами. В Канаде Установки Гибких НКТ эксплуатируются бригадами из 4-х человек, тем самым исключая необходимость привлечения верхового рабочего.

Наиболее значительными преимуществами бурения с использованием Установок Гибких НКТ являются: повышение безопасности, что происходит в результате уменьшения спуско-подъемных операций, стабилизация скорости проходки, при этом ствол скважины получается более устойчивым и случаи резкого повышения давления становятся более редкими. При использовании гибкой трубы стволу скважины наносится меньший ущерб, так как устраняется необходимость многократных запусков и остановок насоса для наращивания бурильной колонны.

Требуется ли Ваш проект бурения или проведения ремонта скважины с гибкими НКТ, или же традиционного бурения с обычными трубами, компания "Формост" располагает достаточным опытом и профессиональным знанием дела для удовлетворения Ваших специфических потребностей. Для получения более подробной информации, пожалуйста свяжитесь с торговым представителем компании "Формост", либо посетите наш веб-сайт по адресу www.foremost.ca

Foremost is a Canadian manufacturer known in the Russian oilfield market for over 30 years as a reliable supplier of high quality off-road tracked vehicles like the Husky 8. Today, Foremost is also a world leader in the design, engineering and manufacture of Coil Tubing Drilling Units (CTDU's).

Foremost's latest CTDU's are capable of drilling with either coiled tubing or jointed pipe. These units provide all the technical and financial benefits of drilling with coil. For increased versatility, they also incorporate top drives to rotate jointed pipe, where desired, and are fitted with bails and elevators to run jointed casing. In Canada, Foremost CTDU's are operating with 4-man crews, eliminating the need for a Derrickman.

Major benefits of drilling with coil include increased safety from reduced handling of drill pipe, more consistent penetration rates for better hole stability, and reduced surging in the open-hole section. With continuous coil tubing, damage to the hole is reduced as the need to repeatedly start stop pumps to make new connections is eliminated.

Whether a project requires drilling with coil, workover with coil, or conventional drilling with jointed pipe, Foremost has the experience and technical expertise to address your specific application. Please contact Foremost for more details, or access our website at www.foremost.ca.

Foremost Industries, LP
Corporate Head Office
Calgary, Alberta, Canada
Tel. 403-295-5800
Fax. 403-295-5810
E-mail. sales@foremost.ca

Foremost Russia
Moscow Sales Office
Tel. +7095 234 9569
Fax. +7095 234 9816
E-mail: foremost@comail.ru

Формост Россия
Московское Представительство
по Продажам
Тел. +7095 234 9569
Факс +7095 234 9816
Эл. Почта: foremost@comail.ru

FOREMOST



COILED TUBING Experts Manual

It is the first endeavor in domestic practice to arrange data on technologies and services of coiled tubing service companies and on world manufacturers of coiled tubing equipment, accessories, tools, CT strings, and control systems in one edition.

This publication is sure to become an indispensable assistant in the daily routine for Russian oil and gas professionals from the service field to the managing office.

This is your opportunity to place your company profile, manufactured products and/or provided services in this invaluable reference resource. The resulting catalog of represented companies will assist the reader in locating and establishing potential new business relationships in an efficient and expedient manner.

For more exposure, you can sponsor an edition or section in the manual in which your company logo will be placed in the area of interest. Ads and the like will be translated into Russian at no additional cost.

Additional information at www.crkt.tu/gb/manual

CONTACTS:

Tel in Moscow: + 7 095 124 85 83, 124 63 10,
Tel in Minsk: + 375 17 298 24 17
E-mail: info@crkt.ru

СПРАВОЧНИК КОЛЮБИНГ Настольная книга специалиста

Цель издания - собрать и систематизировать в одном справочнике сведения:

- о технологиях и услугах сервисных компаний;
- о продукции мировых производителей колюбингового оборудования, оснастки, инструмента, гибких труб, систем контроля;
- о людях и организациях, внесших наибольший вклад в развитие колюбинговых технологий нефтегазового комплекса России;
- об обучении и повышении квалификации специалистов по колюбингу.

Издание станет незаменимым помощником в повседневной работе: руководителям добывающих и сервисных компаний, начальникам подразделений по ремонту и бурению скважин, специалистам управлений КРС и ПРС, работникам производственно-технических и технологических отделов.

Используйте свой шанс и разместите в справочнике максимально полную информацию о Вашей компании, выпускаемой продукции или оказываемых услугах!

Помните, издание является книгой многолетнего пользования, а это значит - самая достоверная информация о Вас будет постоянно в поле зрения специалистов!

Дополнительная информация на www.crkt.tu/ru/manual

Для участия в издаваемом справочнике, размещения информационных и рекламных материалов Вы можете обращаться в НП "ЦРКТ" или редакцию журнала по телефонам:
в Москве: + 7 095 124 85 83, 124 63 10,
в Минске: + 375 17 298 24 17.
или по e-mail: info@crkt.ru, cttimes@gin.by.

**NEW COLOUR
OF BELARUSIAN
COILED TUBING**

**БЕЛАРУССКІЎ
КОЛТЮБІНГ
МЕНАЕТ ЦВЕТ!**



- Coiled Tubing Units
- Coiled Tubing Equipment Systems
- Offshore Coiled Tubing Equipment
- Blowout Preventer Equipment
- Equipment for fracturing operations (Fracturing Pump Units, Dump Trailers and etc.)
- Injectors

- Мобільныя колтубінгавыя ўстаноўкі
- Комплексы аборудавання для бурэння
- Комплексы аборудавання для морскіх платформаў
- Пратывовыбросовае аборудаванне
- Спецыяльнае аборудаванне для гідраразрыва пласта
- Інжэктары



26 Rybalko Street Minsk Belarus 220033
Tel. : +375 17 298 24 11
Fax: +375 17 298 24 13
E-mail: info@fid.by
<http://www.fidcoiledtubing.com>

 **FID GROUP**