



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

**ПО ИТОГАМ  
6-Й ВСЕРОССИЙСКОЙ  
КОЛТЮБИНГОВОЙ  
КОНФЕРЕНЦИИ**

**FOLLOWING  
THE RESULTS  
OF THE 6-TH  
ALL-RUSSIAN  
CT CONFERENCE**

**ИСТОРИЯ:  
ШЛАНГОКАБЕЛЬНОЕ  
БУРЕНИЕ  
HISTORY:  
FLEXODRILLING**

# Coiled tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

*Times* 4'05

**ВНИМАНИЕ! АКЦИЯ! ПОДПИСКА!**

SEE PAGES 63-64

4 НОМЕРА ПО ЦЕНЕ 3-Х!

4 ISSUES FOR THE PRICE OF 3!

СМОТРИ СТРАНИЦЫ 63-64

**ATTENTION! SALE! SUBSCRIPTION!**

**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,**  
д.т.н., начальник  
УИРС ООО «Уренгойгазпром»

**Б.Г. ВЬДРИК,**  
начальник отдела внутреннего  
потребления и экспорта ТЭК  
Департамента ТЭР  
Минпромэнерго России

**Д.Н. ГРИБАНОВСКИЙ,**  
заместитель генерального директора  
СЗАО «ФИДМАШ»

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

**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 восстанов-  
ление 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 оборудование нефтяных  
и газовых промыслов» ТГНГУ

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

**А.Н. ХАМИДУЛЛИН,**  
член Ученого совета НП «ЦРКТ»

**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 Complex, Fuel-Energy  
Development Department of the Ministry  
of Industry and Energy  
of the Russian Federation

**D.N. GRIBANOVSKY,**  
Deputy General Director of CJSC Fidmash

**V.S. VOITENKO,**  
Doctor of Engineering, Member of the Rus-  
sian Academy of Natural Sciences (RAEN)

**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,**  
An Academic Council Member of NP CRKT

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

**V.A. SHURINOV,**  
Director of NP CRKT

**Уважаемые читатели!**

Когда задумывался проект «Время колтюбинга», было сложно определить, насколько он окажется востребованным. По прошествии более чем трех лет можно сказать, что спрос на специализированную информацию только увеличился.

За этот период произошел большой скачок в развитии колтюбинговых технологий в России. Отечественные производители на равных конкурируют с Западом на рынке оборудования и услуг. Появляются идеи и технические новинки, соответствующие самым высоким стандартам и достойные того, чтобы предлагать их не только в России, но и за рубежом. В свою очередь, и международные компании не игнорируют возможность продвижения в нашем регионе.

Об этом красноречиво свидетельствуют итоги проведения 6-й Всероссийской колтюбинговой конференции, состоявшейся в минувшем сентябре в столице Западной Сибири. Тюмень имеет все предпосылки превратиться, как и Хьюстон, ее город-побратим по другую сторону океана, в один из мировых центров колтюбинга.

Если вы по каким-либо причинам не смогли принять участие в конференции, вы можете ознакомиться с содержанием докладов в этом выпуске журнала. Ждем вас на следующей тюменской встрече специалистов, запланированной на сентябрь 2006 года.

В новом году мы хотели бы пожелать не снижать планку и двигаться такими же быстрыми темпами, как в предыдущие несколько лет. Только так можно преодолеть косность и консерватизм, привнести свежую струю в развитие одной из базовых составляющих современной жизни — нефтегазового комплекса.

Успехов вам в воплощении самых смелых начинаний!

Главный редактор

Елена Жук  
cttimes@gin.by

**Dear readers!**

When we were thinking over Coiled Tubing Times project, it was difficult to guess whether it would be a demanded one. Now, past over three years it is possible to say that the demand for special information increased.

During this period there has been a drastic growth in coiled tubing technologies development in Russia. Domestic manufacturers hand in hand compete with western companies on equipment and services market. There arise ideas and technical novelties, that conform to the highest standards and are deserving to be offered not only in Russia but also abroad. In its turn international companies do not ignore the opportunity for promotion in our region.

The results of the 6-th All-Russian Coiled tubing conference held in last September in capital of western Siberia prove this fact. Tyumen has all the premises to turn like Houston, a transpacific sister-city, into one of world coiled tubing centers.

If you due to any reason did not manage to visit the conference you can find out the content of the reports in this magazine issue. We expect you at a next Tyumen specialists meeting, that is planned in September 2006.

Next year we wish you to keep the development tempo like in previous years. Only in this case we would be able to overcome stagnation and conservatism, bring new approaches to the development of one of fundamentals of modern life — oil and gas industry.

Good luck in your every new adventurous beginning!

Editor-in-Chief

Elena Zhuk  
cttimes@gin.by

# СОДЕРЖАНИЕ

## ЗЕЛЕНый СВЕТ

ЖДЕТ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ РАЗРАБОТЧИКОВ НА МЕЖДУНАРОДНОМ РЫНКЕ

## A GREEN LIGHT

FOR DOMESTIC DEVELOPERS ON INTERNATIONAL MARKET

## ТЮМЕНЬ: НАШ ОТВЕТ АБЕРДИНУ И ХЬЮСТОНУ ABERDEEN, HOUSTON, ... TYUMEN

## ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

## БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ

ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

## DRILLING CIRCULATING FLUIDS

FOR COILED TUBING TECHNOLOGIES

## ТЕХНОЛОГИЯ РЕЗКИ НКТ

ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТА  
С ПОМОЩЬЮ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ  
ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА КРС

## COILED TUBING CUTTING TECHNOLOGY

FOR THE PURPOSE OF STICKING ELIMINATION  
WITH COILED TUBING UNIT  
DURING WORKOVER

## УГЛЕКИСЛОТНАЯ И СЕРОВОДОРОДНАЯ КОРРОЗИЯ ГИБКИХ НКТ CO<sub>2</sub> AND H<sub>2</sub>S CORROSION IN COILED TUBING

## ПРЕДЛОЖЕНИЯ

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАБОТ  
С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТЕХНИКИ

## PROPOSALS

FOR COILED TUBING TECHNOLOGIES

## СОБЫТИЕ/EVENT

8

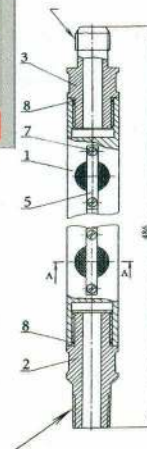
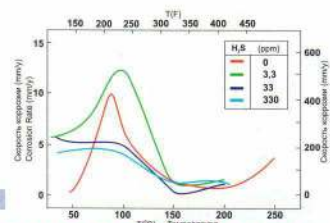


11

20



25



28

32



## ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Елена Жук (cttimes@gin.by)

## НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ

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

## СТИЛЬ-РЕДАКТОР

Наталия Крицкая

## КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН

Дмитрий Оганесян

## ОБЛОЖКА

Виктор Голованов

## ДИРЕКТОР 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: info@crkt.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

Foremost

ICoTA

ITE LLC Moscow

M-expo

Schlumberger

SPE

Группа ФИД

Институт нефтегазового бизнеса

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.

## Отпечатано в типографии

ООО «Полипринт»,  
г. Минск, ул. Ботаническая, 5а.

Заказ № 2405.

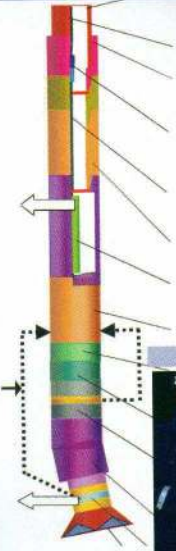
Лицензия 02330/0056697 от 29.03.04 г.

## На обложке:

Под палящим солнцем Казахстана  
(Фото из коллекции В. Гуцина)

# CONTENTS

35



## ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ПРИМЕНЕНИЯ

ТЕЛЕСИСТЕМЫ ЗТС-42ННКТ ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ

## EXPERIENCE OF DEVELOPMENT

AND USE OF TELEMETRY SYSTEM ZTS-42NNKT FOR COILED TUBING DRILLING

38



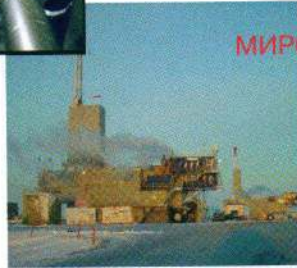
## ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ НАДУВНОЙ ПАКЕР COILFLATE –

РЕШЕНИЕ ДЛЯ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТОВ

## INFLATABLE PACKER COILFLATE –

FOR COILED TUBING TECHNOLOGIES

43



## BP УСТАНОВЛИВАЕТ РЕКОРД

МИРОВОЙ РЕКОРД В НИАКУКЕ; ТЕХНОЛОГИЯ ПОЗВОЛЯЕТ  
БУРИТЬ БОКОВЫЕ СТВолы ДО 4000 ФУТОВ

## BP SETS RECORD

SETS CTD WORLD RECORD AT NIAKUK;  
TECHNOLOGY MAY ALLOW SIDETRACKS TO 4,000 FEET

НАУКА/SCIENCE

46

## РАСЧЕТ И ОЦЕНКА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

ПРИ ПРОМЫВКЕ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК НА ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ  
С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ

## CALCULATION AND ESTIMATION OF MAIN TECHNOLOGICAL PROPERTIES

WHILE FLUSHING SAND PLUGS OF GAS WELLS WITH COILED TUBING TECHNOLOGY

ИННОВАЦИИ/NOVELTIES

49



ИСТОРИЯ/HISTORY

52

## ШЛАНГОКАБЕЛЬНОЕ БУРЕНИЕ – КОЛТЮБИНГОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ?

IS FLEXODRILLING A COILED TUBING TECHNOLOGY?

58

ФОТОКОНКУРС/PHOTOGRAPHIC COMPETITION

ЛЕНТА НОВОСТЕЙ/NEWS

60

62

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ/INTERNATIONAL EXHIBITIONS&CONFERENCES

### EDITOR-IN-CHIEF

Elena Zhuk (cttimes@gin.by)

### SCIENTIFIC CONSULTANT

Vladimir N. Ivanovsky,  
Professor, Doctor of Engineering  
Member of the Russian Academy of Natural Sci-  
ences (RAEN)

### STYLE EDITOR

Natalia Krytskaya

### COMPUTER MAKING UP & DESIGN

Dmitry Oganetsyan

### COVER

Victor Golovanov

### MARKETING AND ADVERTISING DIRECTOR

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 Techno-  
logies 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: info@crkt.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

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

The magazine is distributed in 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

ICoTA

Institute of petroleum & gas business

ITE Group Plc

M-expo

Schlumberger

SPE

### On the cover:

A hot day in Kazakhstan

(Photo from V. Gushchin's collection)

# ЗЕЛЕНый СВЕТ

ЖДЕТ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ РАЗРАБОТЧИКОВ НА МЕЖДУНАРОДНОМ РЫНКЕ

## A GREEN LIGHT

FOR DOMESTIC DEVELOPERS ON INTERNATIONAL MARKET

Минувшей осенью слово «колтюбинг» прозвучало на весь Ямал. О технологиях, использующих БДТ, мог услышать каждый житель полуострова, включивший телевизор в один из дней проведения международной выставки «Нефть и газ. Топливно-энергетический комплекс» (20–23 сентября, г. Тюмень). Трансляция велась со стенда Группы ФИД в павильоне Тюменской международной ярмарки.

Посещая выставку в третий раз, мы постарались понять, насколько далеко продвинулись западносибирские промышленники и предприятия других регионов России в освоении новинок техники и технологий колтюбинга.

Помимо традиционной демонстрации продукции и услуг Группа ФИД выступила в качестве генерального спонсора (совместно с компанией Schlumberger в качестве официального спонсора) 6-й Всероссийской колтюбинговой конференции. Конференция прошла 21 сентября в конференц-зале отеля «Тюмень». (Подробнее — читайте материал на с. 11).

Наше внимание привлекла компания ЗАО «НПП Сибтехноцентр», позиционирующая себя как крупнейшего в России разработчика нефтегазопромыслового противовыбросового оборудования. На стенде нам показали фотографии плашечного превентора ППК-80-35 с условным проходом 80 мм на рабочее давление 35 МПа, созданного для работы с колтюбинговыми установками ОАО «Сургутнефтегаз». В настоящий момент проводятся испытания в полевых условиях, и уже через полгода планируется начать работы на скважине. Этот превентор подойдет к импортным установкам, которые компания использует в большом количестве.



СОБЫТИЕ/EVENT



Last autumn the word “coiled tubing” sounded throughout Yamal. Every dweller that turned on the television in one of the days during the exhibition “Oil and Gas. Fuel and Energy complex” (20–23 of September, Tyumen) could hear about coiled tubing technologies. It has been transmitted from FID Group booth in the hall of Tyumen International Fair.

Visiting the exhibition for the third time we tried to understand how deeply western-Siberian manufacturers and enterprises of other regions of Russia commercialized new developments of machinery and coiled tubing technologies.

Besides traditional show of products and services, FID Group appeared as a general sponsor (along with Schlumberger as an official sponsor) of 6-th All-Russian coiled tubing conference. The conference took place on 21 of September in conference hall of hotel Tyumen. (See page 11 for further details.)

12



Плашечный превентор ППЛ-80-35 производства ЗАО «НПП Сибтехноцентр»  
NPP Sibtechnocenter ram-type blowout preventor PPK-80-35

С о м п а н и я NPP Sibtechnocenter, that positions itself as the greatest developer of oilfield blowout preventing equipment has drawn our attention. On the booth they showed us pictures of ram-type blowout preventer PPK-80-35 with nominal bore of 80 mm and working pressure of 35 mPa, designed for coiled tubing units of Surgutneftegaz. At this time they conduct field testing, and in half of the year they plan to start well operations. This blowout preventer would suit foreign units that are used by the company in quantity.

VNIIBT-Burovoi Instrument is a leading Russian enterprise in development and manufacturing of



ООО «ВНИИБТ — Буровой инструмент» является ведущим предприятием России по разработке и изготовлению винтовых забойных двигателей, турбобуров и различного оборудования для бурения и ремонта скважин. Потребителям предлагаются и винтовые забойные двигатели, разработанные с учетом особенностей эксплуатации колтюбинга.

ОАО «Волгабурмаш» — самый крупный производитель современного нефтегазопромыслового и горнорудного бурового инструмента в России. Компания предлагает более 350 типоразмеров долот для различных видов бурения. О конкурентоспособности продукции на мировом рынке говорит тот факт, что более четверти годового объема производства бурового инструмента уходит в ближнее и дальнее зарубежье. Компания готова приступить к производству алмазных



downhole motors, turbo-drills and other equipment for well drilling and servicing. The customers are offered downhole motors, developed in accordance with coiled tubing use peculiarities.

Volgaburmash is the biggest and most state-of-the-art manufacturer of coiled tubing equipment of oil and gas field and mining equipment in Russia. The company offers over 350 standard sizes of bits for different kinds of drilling. About competitiveness of the goods on the world market says the fact that over 25% of the annual production volume of drilling tools is supplied overseas. The company is ready to start manufacturing of diamond bits for coiled tubing technologies according to special requests. "Should there be any orders we are ready to satisfy them", — this was a reply to our question whether they could manufacture coiled tubing equipment and this was the reply at booths of other companies. Among them there is company Packer, the name of the company tells it itself, BURINTECH, that is involved in development and manufacturing of drilling bits, fishing spears, tool sets for side holes kickoff.

Scientific institutions of the region take active part in designing and implementation of new technologies and equipment for oil and gas industry. TyumenNIIgiprogaz holds leading positions in gas producing industry. From 50 exhibits thirty are developments of the year. TyumenNIIgiprogaz — is not just a research company. In accordance with customer wish one hand holds author accompaniment of each project and following servicing



долот для колтюбинговых технологий по специальным заказам. «При наличии специального заказа мы готовы изготовить», — отвечали нам на вопрос о возможности производства колтюбингового оборудования и на стендах некоторых других компаний. Среди них ООО НПФ «Пакер», название которого говорит само за себя, и компания ООО НПФ «БУРИНТЕХ», занимающаяся разработкой и производством буровых долот, труболочек, комплектов инструмента для резки боковых стволов.

В проектировании и внедрении новых технологий и оборудования для нефтегазовой отрасли активно участвуют научные институты региона. В газодобывающей отрасли лидерские позиции занимает ООО «ТюменНИИгипрогаз». Из пятидесяти экспонатов выставки тридцать — разработки этого года, новинки. «ТюменНИИгипрогаз» — не просто научно-исследовательская организация. По желанию заказчика в одних руках находится и авторское сопровождение каждого нового проекта, и последующий сервис сданных объектов. Среди проектов этого года



СОБЫТИЕ/EVENT

— подготовка доработки сеноманской залежи Медвежьего месторождения, освоение нового технологического оборудования на промыслах ачимовских залежей, создание трехмерных геологических и гидродинамических моделей Уренгойского НГКМ и многое другое. А разработанный в институте принципиально новый малозатратный метод очистки воды от вредных примесей — электрокоагуляция, реализованный в серии станций «Водопад», уже нашел применение в условиях Крайнего Севера.

Разработками института интересуется не только «Газпром». Ведущий инженер лаборатории технологии бурения скважин Роман Греско рассказал нам о том, что подразделения института работают над обоснованием проекта «Колтюбинг» для компании «Халлибуртон». Наряду со «Шлюмберже» «Халлибуртон» добился, пожалуй, наибольших успехов в сотрудничестве с компаниями Западной Сибири.

Ряд компаний региона, уже имеющих опыт работы с колтюбингом, держат курс на самостоятельное развитие, предпочитают не пользоваться услугами подрядчиков.

На стенде ООО «Ямбурггаздобыча», которое с 2000 года эксплуатирует установки М10 производства группы ФИД, нам рассказали, что в прошлом году в связи с расширением фронта работ с колтюбингом одно из дочерних предприятий «Газпрома» решило привлечь к выполнению отдельных операций зарубежную компанию. Опыт показал не очень высокую эффективность такого подхода. Слишком большой объем смежных и подготовительных работ приходилось при этом делать добывающей компании своими силами. И это при относительно высокой стоимости предоставляемого сервиса. «Такие операции мы и сами можем выполнять», — сделали вывод специалисты компании. Трудно сказать, является ли решение вопроса результатом «большой политики» «Газпрома» или просто — «слишком дорого», но в ЯГД признали бесперспективность такого подхода и в дальнейшем планируют вести работы своими силами.

Солидная научная база отечественных предприятий позволяет многим сделать шаг в сторону колтюбинговых технологий. Надо думать, что с ростом количества компаний, внедряющих новые технологии, спрос на надежное и доступное по цене отечественное оборудование увеличится. Возросший технический уровень представленных образцов, отмеченный посетившим выставку экс-губернатором области (Главой Администрации президента РФ) Сергеем Собыниным, — яркое свидетельство конкурентоспособности продукции российских производителей на отечественном и мировом рынке.



of the project. Among projects of the year are: further preparation of development of Senomanski deposit of Medvezhy field, commercialization of new technological equipment on fields of Achimovski deposits, creation of 3-d geological and hydrodynamic models of Urengoi NGKM and many others. A completely new low cost method, developed in the institution, that cleans water from poisons — electrocoagulation, that implemented in product range “Vodopad”, has already been applied in the North. The institution developments are interesting not only for Gazprom. The senior engineer of well drilling technology laboratory, Roman Gresko told us that two institution departments are working on substantiation of “Coiled Tubing” project for Halliburton. A hand in hand with Schlumberger Halliburton achieved perhaps greater success in cooperation with companies of Western Siberia.

A number of region companies, that already possess coiled tubing experience are aimed at independent development and prefer not to use contractor services.

On the booth of Yamburggazdobycha, a company that from 2000 has been operating CTUs M10 of FID production, we were

told that in last year due to coiled tubing operation range diversification one of the Gazprom branches decided to attract foreign company for separate services. Experience showed that the approach is not of high efficiency. A great volume of adjacent and preparatory activities the operation company had to do itself at a relatively high cost of the provided servicing. The company specialists came to a conclusion — “we could perform such activities on our own”. It is difficult to say if the decision is a result of Gazprom policy or simpler — “too expensive”, but YGT already acknowledged that this is an unpromising variant and in future they plan to conduct servicing on their own.

The considerable scientific database of domestic enterprises allows many companies to step forward to coiled tubing technologies. Very likely that with growing number of companies implementing new technologies, a demand for reliable and available domestic equipment will increase. Sergei Sobyenin, ex-governor of Region (Head of Russian Federation President administration), who visited the exhibition, admitted an increased technical level of the represented samples — a vivid evidence of competitiveness of Russian manufacturers on domestic and world markets.





То, что нефть и газ будут не всегда, человечество уже давно поняло.

По данным, опубликованным в ежегодном докладе компании British Petroleum «Энергия мира — 2005», нефти у России осталось на 21 год. У других стран, по прогнозам BP, — еще меньше. Нефтяные запасы США могут иссякнуть через 11,1 года, Норвегии — через 8,2, Великобритании — через 6 лет. Многие эксперты и представители нефтяных компаний не склонны драматизировать ситуацию. Вместе с тем вопрос о том, как отодвинуть приближение черты, за которой наступит острый нефтяной голод, актуальности не теряет.

Даже если лет через тридцать нефть в мире не закончится, в добычу придется вовлекать месторождения, разработка которых ныне нерентабельна. Уже сегодня фонд скважин в топливной кормилице России Западной Сибири в подавляющем большинстве состоит из простаивающих скважин и скважин на завершающей стадии добычи. Как найти выход из создавшегося положения, обсуждали 21 сентября на 6-й Всероссийской колтюбинговой конференции. Мероприятие прошло в Тюмени в конференц-зале одноименного отеля при полном зале участников, неравнодушных к судьбе передовых технологий повышения нефтеотдачи.

Mankind already understood that oil and gas will not last forever.

According to data published in the British Petroleum annual report "World Energy— 2005", Russia has oil for 21 years. Other countries, in accordance with BP forecast have even less. USA oil deposits could be depleted in 11.1 years, Norway — in 8.2 years, Great Britain — in 6 years. Many experts and representatives of oil companies are bound not to dramatize the situation. At the same time an issue on how to prolong the deadline approach, behind that is an oil starvation, is still vital for today.

Even in thirty years there would still be oil in the world, they have to develop fields that are considered to be uneconomic. Today, the well stock in fuel breadwinner of Russia – Western Siberia in overwhelming majority consists from temporarily shut-in wells and wells on later stages of development. Ways how to find way out from the situation were discussed on 21-st of September on the 6-th All-Russian coiled tubing conference. The event took place in Tyumen in conference hall of the hotel with the same name at full house of participants who care about prospective technologies of oil recovery intensification.



Генеральный спонсор



Официальный спонсор



Информационная поддержка



При поддержке Правительства Тюменской области

## 2 ТЮМЕНЬ: НАШ ОТВЕТ АБЕРДИНУ И ХЬЮСТОНУ

Елена Жук

Elena Zhuk

## ABERDEEN, HOUSTON, ... TYUMEN



СОБЫТИЕ/EVENT



**Сергей Прозоров,**

Директор Департамента  
недропользования и экологии  
Тюменской области

**Sergei Prozorov,**

Director of Subsurface  
Management and Ecology  
Department of Tyumen Region



Как отметил представитель Правительства Тюменской области — Директор Департамента недропользования и экологии **Сергей Прозоров**, обращаясь с приветственным словом к участникам конференции, вопросы перспектив и возможностей применения колтюбинга рассматриваются в Тюмени в третий раз не случайно. «Колтюбинговое направление — одно из наиболее динамично развивающихся в нефтегазовом комплексе. За последние 5 лет количество установок с непрерывной трубой в России увеличилось в два раза. Причем на Западную Сибирь приходится практически половина этой техники, ремонтирующей скважины на месторождениях различных компаний, среди которых лидеры ТЭК ОАО «Сургутнефтегаз» и ОАО «Газпром», — сказал представитель Правительства.

Среди участников конференции, организованной Центром развития колтюбинговых технологий (г. Москва), были представители нефтяных и газовых компаний ОАО «Газпром», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО НК «Роснефть», СП «Вьетсовпетро», Группа ФИД, ОАО «Уралтрубмаш», ЗАО «Нижневартовский КРС», ООО «Варьеган-Ремонт», а также зарубежных — Schlumberger, Halliburton, Weatherford, MI-Swaco, NewcoWellServiceLLC, AirLiquide.

В основу докладов представителей зарубежных сервисных компаний легло подробное описание технических новинок. За годы работы на российском рынке в «Шлюмберже» и «Халлибертоне» хорошо поняли проблемы его участников, связанные с отставанием в области высоких технологий. Применение high tech на практике — этому можно либо учиться, вкладывая средства и затрачивая время на обучение, либо, при отсутствии времени и денег на разработку, покупать новые технологии и технику... за еще большие деньги.

О системах надувных пакеров рассказал технический менеджер по услугам ГНКТ компании «Шлюмберже» **Стюарт Вильсон**. Такие пакеры используют в Казахстане, Египте, Ливии и ряде других стран. Основным преимуществом надувных пакеров является возможность прохода через участки с ограниченным диаметром или через НКТ, после чего пакер надувается на больший диаметр, тем самым создавая полную изоляцию отдельных зон. Таким образом, семейство надувных пакеров CoilFLATE, спускаемых через НКТ, решает проблему изоляции зон в сложных скважинных условиях, в частности при высоких температурах и давлениях, а также при повышенной агрессивности среды. «В среднем стоимость одной операции по изоляции составляет от 20 до 50 тысяч долларов», — ответил **Стюарт Вильсон** на вопрос из зала об экономике процесса.

Только начинаются в Ханты-Мансийском автономном округе работы по адресному гидроразрыву пласта, о которых рассказал технический специалист по гидроразрыву компании «Халлибертон» **Богдан Стасюк**. Был продемонстрирован ряд преимуществ этого метода по сравнению с традиционным гидроразрывом пласта. В процессе ГРП, проводимого компанией по так называемой технологии CobraMax, за один рейс выполняется перфорация и ГРП, пропантовая

As stated representative of Tyumen Region Government — Director of Subsurface Management and Ecology Department — **Sergei Prozorov**, addressing with welcoming speech to conference participants, the issues of prospectives and opportunities of coiled tubing use are nonrandom considered in Tyumen for the third time. “Coiled tubing — is one of the most dynamic developing trends in oil and gas industry. During five last years the number of CT units in Russia doubled. Western Syberia possesses almost half of the units, that service wells of different companies, among them are leaders of fuel and energy system — Surgutneftegaz, Gazprom”, — stated the Government chairman.

Among participants of the conference, that has been organized by Coiled Tubing Technologies Development Center (Moscow) there were representatives of oil and gas companies Gazprom, Surgutneftegaz, Rosneft, Vjetsovetro, FID Group, Uraltrubmash, Nizhnevartovsky KRS, Varyegan-Remont, as well as foreing companies — Schlumberger, Halliburton, Weatherford, MI-Swaco, NewcoWellServiceLLC, AirLiquide.

As a basis for reports of representative of foreign servicing companies detailed technical description of new technical products was used. During the years of operation on Russian market Schlumberger and Halliburton have clearly understood problems of its participants, that are connected with high technology gap. The practical high tech application could be studied, investing money and time in study, or, should there be no time and money for development purchase technologies and equipment... for more money.

**Стюарт Вильсон,**

технический менеджер по  
услугам ГНКТ «Шлюмберже»

**Stuart Wilson,**

Well Services GeoMarket Technical  
Engineer – Coiled Tubing Services,  
Schlumberger Well Services

**Stuart Wilson**, Schlumberger technical engineer for coiled tubing services told us about inflatable packer systems. Such packers have been employed in Kazakhstan, Egypt, Libya and a number of other countries. The main advantage of inflatable packers is an opportunity to pass restrictions or pass through tubing string, afterwards the packer is being inflated, making full isolation of separate zones. So, the line of inflatable packers CoilFLATE, run through tubing string solves an issue how to isolate zones at difficult well conditions, in particular high pressures and temperatures, as well as hostile environment. “The cost of one isolation job

**Богдан Стасюк,**

технический специалист по  
гидроразрыву «Халлибертон»

**Bogdan Stasyuk,**

technical professional  
(Frac/Acid), Halliburton



on average amounts 20–50 thousand US dollars”, — told **Stuart Wilson** as a reply to a question about the process economy.

In Khanty-Mansiisky autonomous region there has just



набивка варьируется с целью получения отклонения потока и максимальной проводимости, производится обработка всех продуктивных интервалов. Очистка обсадной колонны является составной частью процесса. Технология позволяет проводить заканчивание большинства скважин за один день, что в несколько раз быстрее по сравнению с проведением операций по традиционной технологии.



**Вадим Осадчук,**  
инженер-технолог СУПНП и КРС  
ОАО «Сургутнефтегаз»  
**Vadim Osadchuk,**  
mechanical engineer, SUPNP&KRS  
of Surgutneftegaz

Подробно рассказали о применении колтюбинга в компании представители ОАО «Сургутнефтегаз». Инженер-технолог СУПНП и КРС **Вадим Осадчук** подвел итоги более чем десятилетнего периода использования установок с

непрерывной трубой, число которых на сегодняшний день достигло четырнадцати. Количество ремонтов к концу прошлого года составило 1948, а с начала эксплуатации приближается к 10000, подтверждая репутацию «Сургутнефтегаза» как российского лидера в использовании колтюбинга. Перечень операций, начавшись с промывок гидратно-парафиновых пробок более десяти лет назад, значительно расширился. Выполняются промывки забоя от проппанта после ГРП, гидрореспекоструйная перфорация НКТ, выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин, исследования горизонтальных скважин и боковых стволов, опрессовка эксплуатационных колонн с использованием надувных элементов малого диаметра, посадка клапана-отсекателя к клапану Гайберсона, резка аварийной гибкой НКТ, спуск и посадка пакера Гайберсона и ряд других операций.

Несмотря на расширение номенклатуры операций, в целом наблюдается сокращение работ по КРС с колтюбингом, что свидетельствует о высокой эффективности технологий. Скважину отремонтировали — работу выполнили, и потребности в дальнейшем ремонте нет. Расход трубы составляет в среднем два бунта в год на одну бригаду.

В то же время геологические особенности месторождений Западной Сибири обусловили интерес к колтюбинговому бурению. Одним из подразделений компании приобретена соответствующая установка зарубежного производства. Опыт эксплуатации пока небольшой, работы продолжаются. *(О том, чем закончился эксперимент, мы постараемся узнать и рассказать читателям в последующих выпусках журнала. — Ред.)*

Инженер по охране труда и технике безопасности СУПНП и КРС ОАО «Сургутнефтегаз» **Дмитрий Мищенко** познакомил присутствующих с технологией резки НКТ при ликвидации прихватов с помощью колтюбинговой установки. Применение этого метода на практике показало, что он является перспективным и при ликвидации прихватов в бурении и традиционном КРС. В дальнейшем планируется провести экспериментальные работы по резке буровой СБТ. Имеются заказы на такие ремонты, но существует сложность в подборе трубрезки, связанная с повышенной толщиной стенки труб буровой колонны.

Дороговизна специализированного оборудования является одним из факторов, сдерживающих развитие колтюбинговых технологий, в том числе и бурения, в России. О попытке создания отечественной забойной телесистемы с беспроводным каналом связи для управления процессом бурения

been started address hydraulic fracturing, about this job told us **Bogdan Stasyuk**, a technical professional (Frac/Acid) of Halliburton. They showed a number of advantages of this approach over conventional hydraulic fracturing. During fracturing conducted by the company in accordance with CobraMax technology, in one trip they do perforation and fracturing jobs, proppant stuffing varies in order to get baffling and maximum conductivity, they treat all producing intervals. The casing cleaning is an integral part of the job. Technology allows to complete of majority of the wells in one day, that in several times faster over conventional technology.

Representatives of Surgutneftegaz told us in detail about coiled tubing application. Mechanical engineer of SUPNP and KRS **Vadim Osadchuk** summarized over 10 year period of coiled tubing application, the number of units now is 14. The number of servicing jobs by the end of last year totaled 1948, and from the date of operation beginning it approaches 10000, confirming Surgutneftegaz as a leader in coiled tubing use. The range of jobs, started from hydrate and paraffin blocks flushing ten years ago is significantly wider today. Now they flush wells from proppant that remains after fracturing jobs, perform hydraulic-sand perforation of tubing strings, profile leveling of intake capacity of injection wells, horizontal and inclined holes logging, conduct hydrostatic tests of production strings with application of small O.D. inflatable elements, shutoff installation to the Gaiberson valve, cutting of tubing wrecking, running in and installation of Gaiberson packer and a number of other activities.

Despite the widening of the job range, in general there is a trend for CT servicing jobs number reduction, that proves high technology efficiency. A well is serviced, and there is no further need to service it. On average tubing consumption is two spools per one crew annually.

At the same time, technological peculiarities of Western Siberia fields stipulated for interest towards coiled tubing drilling. One of the company divisions has purchased a foreign unit. They have not enough experience yet, and still working with it. *(We would try to find out about the experiment and inform our readers. — The editors.)*

Health-and-safety engineer of SUPNP and KRS of Surgutneftegaz **Dmitry Mishchenko** introduced the present people a technology of tubing string cutting for the purpose of sticking elimination in drilling and conventional servicing. Further they plan to conduct a trial of cutting drilling jointed pipe. There are orders for such activities, but there are difficulties in choosing tubing cutter, due to increased wall thickness of drilling string.

The high cost of the purpose-built equipment is one of the factors, that restricts development of coiled tubing technologies, as well as drilling in Russia. About an attempt to create downhole telemetry system with cordless communication link for drilling control told head of the department of downhole telemetry systems

**Дмитрий Мищенко,**  
инженер по охране труда и  
технике безопасности СУПНП и  
КРС ОАО «Сургутнефтегаз»  
**Dmitry Mishchenko,**  
health-and-safety engineer,  
SUPNP&KRS of Surgutneftegaz



of VNIIGIS **Vasily Chuprov**. Telemetry system 3-TS-42EM, that comprises downhole tool and surface processing unit has been designed and tested

СОБЫТИЕ/EVENT

рассказал заведующий отделом забойных телеметрических систем ОАО НПП «ВНИИГИС» **Василий Чупров**. Телесистема ЗТС-4ЭМ, состоящая из скважинного прибора и наземного приемно-обрабатывающего комплекса, была разработана и прошла производственные испытания в АНК «Башнефть» в марте 2004 года. В состав скважинного прибора телесистемы входят наддолотный модуль НДМ-ЭМ, модуль измерения положения отклонителя МИПО, электрический разделитель, модуль измерения и телеметрии МИТ, две диамагнитные трубы с расположенными в них соединительными штангами.

Первая отечественная телесистема прошла производственные испытания при бурении бокового горизонтального ствола в АНК «Башнефть». Был расчетно набран зенитный угол до 91°, по датчикам давления наддолотного модуля в пределах заданной поддерживалась депрессия на пласт. Трудно далась отработка гидравлического ориентатора, с которой было связано множество спуско-подъемов, в результате чего труба изнасилась. В связи с этим было принято решение о разработке электромеханического ориентатора, и ВНИИГИС была заказана телесистема, способная работать как с гидравлическим, так и с электромеханическим ориентатором.



**Алмас Хамидуллин**,  
руководитель  
консультационного центра по  
кольтюбинговым технологиям  
при НП «ЦРКТ»

**Almas Khamidullin**,  
head of coiled tubing  
technologies consulting  
department, NP CRKT

Возросший спрос на кольтюбинг и рост числа применяющих его компаний не был оставлен без внимания «ЦРКТ».

О готовности оказать консультационные услуги компаниям, и не только новичкам, в работе с гибкой трубой докладывал **Алмас Хамидуллин**. Руководитель консультационного центра по кольтюбинговым технологиям при НП «ЦРКТ» сообщил, что сегодня кольтюбинговое оборудование эксплуатируют около тридцати организаций нефтегазодобывающего комплекса. Консультационный центр предлагает оказать услуги в проведении таких операций, как очистка скважин, обработка призабойной зоны, изоляционные работы, физическое воздействие на пласт, операции с использованием винтовых забойных двигателей (ВЗД), надувных пакерных систем, геофизические исследования скважин, кислотные обработки горизонтальных скважин с резкой щелевых каналов с использованием гидромониторных насадок, изоляция вод в горизонтальных скважинах, ловильные работы, работы по межтрубному пространству. В консультационном центре можно получить информацию о последних разработках внутрискважинного инструмента Группы ФИД, НПО «Бурение», НПП «Ойл-Инжиниринг» и других партнеров организации.

«За последние годы спрос на квалифицированных специалистов в области кольтюбинга увеличился в 5 раз», — такие цифры привел в своем выступлении заведующий кафедрой «Ремонт и восстановление скважин» Тюменского государственного нефтегазового университета (ТГНУ) **Григорий Зозуля**. По оценкам отечественных специалистов, технологии с гибкими трубами имеют большие перспективы, особенно в экстремальных условиях Крайнего Севера, где суровые климатические условия и наличие криолитозоны (мерзлых пород) предъявляют повышенные требования как к самим



**Василий Чупров**,  
заведующий отделом забойных  
телеметрических систем ОАО  
НПП «ВНИИГИС»  
**Vasily Chuprov**,  
head of the department of  
downhole telemetry systems of  
VNIIGIS

in Bashneft in March 2004. The downhole tool comprises above-bit unit NDM-EM, MIPO deflector position detector, electric divider, measuring

unit and MIT telemetry unit, two diamagnetic tubing with installed inside connection rods.

The first domestic telemetry system passed industrial testing while drilling of horizontal sidehole for Bashneft. In accordance with calculations they selected a zenith angle up to 91°, in accordance with pressure gauges of above-bit unit there has been maintaining underbalanced condition within the set limits. It was difficult to debug hydraulic orienter, it required a number of trips as a result the tubing has been worn out. Because of the fact there was made a decision on development of electromechanical orienter, and VNIIGIS ordered telemetry system capable of working with hydraulic and electromechanical orienters.

The increased demand for coiled tubing and a growing number of companies that are using the technology has been noted by CRKT. **Almas Khamidullin** reported on readiness to render consulting on coiled tubing use not just for newcomers. The head of consulting department of coiled tubing technologies by CRKT informed that today coiled tubing equipment has been operated by over than thirty companies of oil and gas producing industry. The consulting department offers its services in such jobs as: hole cleaning, processing of bottomhole formation zone, isolation jobs, physical layer impact, application of downhole motors, packer systems, logging, acid treatments of horizontal wells with cutting of slotted conduits with jet nozzles, water shutoff in horizontal wells, fishing, annular space services. Consulting department could provide information on latest developments in downhole tools of FID group, Burenie, Oil Engineering and other partner companies.

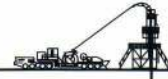
“During 5 last years a demand for qualified personnel in coiled tubing increased in five times”, — these figures were given by **Grigory Zozulya**, the head of the chair “Well servicing and repair” of Tyumen state oil and gas university. According to our domestic

**Григорий Зозуля**,  
заведующий кафедрой «Ремонт  
и восстановление скважин»  
Тюменского государственного  
нефтегазового университета  
(ТГНУ)

**Grigory Zozulya**,  
head of the chair “Well servicing  
and repair”, Tyumen state oil and  
gas university (TSOGU)



specialists estimates, technologies with coiled tubing have huge prospects, especially in northern conditions, where severe climate and presence of frozen layers put increased requirements towards technologies as well as engineering personnel. The actual need for such specialists is about 100 specialists and more per year.



технологиям, так и к инженерно-технологическому персоналу. Реальная потребность в таких специалистах составляет до 100 человек и более в год. При этом целесообразна ориентация обучения на проблемы сервиса — по направлению «Сервис на предприятиях топливно-энергетического комплекса». Необходимым условием повышения качества такой подготовки должно быть наличие обучающих центров и полигонов, а также учёт опыта работы ведущих отечественных и зарубежных фирм, оперирующих на российском нефтегазовом рынке сервисных услуг.

Небольшую дискуссию вызвал вопрос инженера компании «Халлибертон» **Дмитрия Мельникова**. Он поинтересовался, как в ТГГУ обстоят дела с обучением нефтегазовых специалистов иностранным языкам. Он считает, что знаний, приобретаемых в альма-матер, недостаточно для успешной работы российских специалистов в международных нефтегазовых компаниях. В одном из замечаний по этому вопросу было высказано пожелание к иностранным специалистам изучать русский язык — «ведь мы работаем в России». С другой стороны, исходя из активного продвижения зарубежных компаний на рынок России, нельзя игнорировать эту проблему.

О том, как Группа ФИД продолжает развивать колтюбинговое направление, рассказал начальник отдела маркетинга Группы **Сергей Иванцов**.

Установки третьего поколения (начиная с 2004 года) включают наиболее эффективные конструктивные решения, разработанные по результатам работы с зарубежными сервисными компаниями, и обеспечивают современный мировой уровень потребительских и эксплуатационных характеристик в приемлемом ценовом диапазоне. Машины российско-белорусской компании успешно работают в России, Украине, Казахстане, Азербайджане.

Помимо собственно колтюбинговых установок Группа ФИД предлагает противовыбросовое оборудование, внутрискважинное оборудование и инструмент, нагнетательное оборудование, вспомогательное оборудование, скважинные основания и площадки, транспортировщики проппанта, системы управления и контроля, комплексы для наземного ремонта скважин и для ремонта скважин на морских платформах, для бурения скважин, для гидравлического разрыва пласта. Среди разработок текущего года — насосная установка для ГРП, насосный блок N500-10, блок компрессора и теплогенератора, блоки превенторов БП 80x70. Группа компаний обеспечивает сервис и ремонт своего оборудования и оборудования других компаний, подготавливает персонал для работы с колтюбингом.

Основной объем работ по промывке скважин осуществляется на российском рынке с использованием буровых промывочных жидкостей компании MI-Swaco. Кроме того, продукция компании широко используется в Казахстане, Азербайджане и других странах, рассказал главный технолог компании по региону «Север» **Виталий Крецул**. К буровым промывочным жидкостям для колтюбинга предъявляются более жесткие, а иногда и противоречивые требования. Высокая вязкость, необходимая для эффективной очистки скважины от шлама, должна сочетаться с возможностью минимизации потерь давления при циркуляции. Из-за сравнительно низкой энерговооруженности колтюбинговых установок возможны ситуации, когда циркуляция раствора с необходимой его подачей технически неосуществима, что приводит к резкому удорожанию проекта. Поэтому одним из ключевых элементов планирования бурения с использованием колтюбинговых установок является тщательный выбор реологических характеристик промывочной жидкости и специализированные реологические расчеты с использованием современного программного обеспечения.

It is advisable to aim education at servicing issues — course “Servicing at enterprises of fuel and energy complex”. The necessary condition of such education quality increase should be availability of educational centers and fields, as well as registration of experience of leading domestic and foreign companies, operating on Russian servicing market.

A question of **Dmitry Melnikov**, a Halliburton manager caused debates. He wondered how Tyumen state university of oil and gas lectures foreign languages. He believes that knowledge, obtained from Alma Mater is not enough for successful career of Russian specialists in foreign companies. One of the remarks for this issue was that foreign specialists should study Russian — “Still, we are working in Russia”. From other hand, taking into account active penetration of foreign companies on Russian market, this issue should be addressed.

**Sergei Ivantsov**, head of marketing department of FID Group informed how they continue with development of coiled tubing.

Third generation units (from 2004 and on) are based on the most effective design solutions, that have been developed as a result of cooperation with foreign companies, and provide for world level of operational features within reasonable



**Сергей Иванцов,**  
начальник отдела маркетинга  
Группы ФИД  
**Sergei Ivantsov,**  
head of marketing department, FID  
Group

price range. The equipment of Russian-Byelorussian company successfully operates in Russia, Ukraine, Kazakhstan, Azerbaijan.

Besides namely coiled tubing units, FID Group offers blowout prevention equipment, downhole equipment and tools, pumping equipment, auxiliary equipment, well substructures and decks, proppant carriers, control systems, systems for onshore and offshore well servicing, equipment for well drilling, equipment for fracturing services. Among developments of the year are — pumping unit for hydraulic fracturing jobs, pumping unit N500-10, compressor unit and heat-generator, BOP BP 80x70. FID Group provides for servicing and maintenance of its equipment and equipment of other manufacturers, trains personnel for coiled tubing operations.

The main activity volume for well flushing is conducted in Russia with application of drilling flushing fluids of MI-Swaco. Besides, products of the company are widely used in Kazakhstan, Azerbaijan and other countries, told **Vitaly Kretsoul**, a chief technologist for North region. For drilling flushing

**Виталий Крецул,**  
главный технолог компании по  
региону «Север» MI-SWACO  
**Vitaly Kretsoul,**  
chief technologist for North  
region of MI-Swaco



fluids for coiled tubing there are stricter, and sometimes contradicting requirements. High viscosity, necessary for effective cleaning from core boring should be combined

СОБЫТИЕ/EVENT

**Виталий Крецул** рекомендовал использовать пакеты «CoilCADE» компании «Шлюмберже» и «VIRTUAL HYDRAULICS» компании MI-Swaco. Оба пакета позволяют производить точные расчеты гидродинамических потерь при бурении с КТ с учетом термобарометрических условий в скважине, изменения реологических параметров раствора в зависимости от температуры, учитывать эксцентричное расположение колтюбинга в стволе скважины, тип, размер и скорость генерирования шлама и ряд других параметров.

Поставщики труб не стали вдаваться в демонстрацию конкурентных преимуществ продукции компаний, а остановились на научно-практических аспектах.

Презентация менеджера по продажам «Пресижион Тьюб Технологджи» **Жака Атти** содержала общий обзор вопросов коррозии колтюбинга в среде  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$  и освещение некоторых вопросов выбора колтюбинга и планирования. Было отмечено, что одним из важнейших элементов в планировании коррозии является парциальное давление наряду с некоторыми другими факторами, такими как температура жидкости, анализ воды и скорость жидкости в стволе скважины. Для определения этих параметров, а также скорости точечной коррозии используются средства прогнозирования. Презентация также касалась вопроса о том, что в дополнение к коррозии  $\text{H}_2\text{S}$  может способствовать охрупчиванию и трещинообразованию в случае, когда материал находится под давлением.

Доклад коммерческого директора ОАО «Уралтрубмаш» **Андрея Брылкина** назывался «Работа группы Американского нефтяного института и основные принятые документы». В дополнение к этой информации докладчик коснулся и насущных вопросов производства и эксплуатации колтюбинга. Предваряя вопрос о повышении качества длинномерных труб отечественного производства, который неизменно задают сотрудникам компании, **Андрей Брылкин** сообщил о мероприятиях по повышению качества. По последним данным, средняя наработка бунта труб компании составила 79 спуско-подъемных операций, максимальное количество операций — 243 спуско-подъема. В результате совместной работы со специалистами металлургического комбината «Северсталь» достигнуто повышение качества стали 10ГМФ, применяемой для изготовления БДТ. Планируется расширение номенклатуры применяемых для производства БДТ сталей за счет внедрения импортных марок, изготовленных в соответствии с требованиями стандартов ASTM и API. В текущем году предприятие «Уралтрубмаш» внедрило импортную сталь, соответствующую стандартам EN 10149-2. При поднадзорной эксплуатации длинномерной трубы из стали этой марки получены положительные отзывы специалистов сервисной компании «Урал-Дизайн», осуществившей около 80 спуско-подъемных операций с этой трубой и продолжающих ее эксплуатацию. Условия эксплуатации ДБТ были достаточно жесткими — 90 спуско-подъемных операций



**Андрей Мищенко,**  
ведущий инженер ООО  
«Техномехсервис»

**Andrey Mishchenko,**  
senior engineer,  
Technomechservice

произведено с применением раствора соляной кислоты.

О применении циркуляционных систем для колтюбинга рассказал ведущий инженер ООО «Техномехсервис»

with an opportunity to minimize circulation pressure loss. Due to relatively low installed power of coiled tubing units, there could occur cases when necessary circulation rate is not feasible due to technical limitations, that sharply increases project costs. That is why one of the key elements of drilling planning with coiled tubing units is a thorough selection of rheological features of circulation fluids and special rheo-

**Жак Атти,**

менеджер по продажам  
«Пресижион Тьюб Технологджи»

**Jacques Attie,**

sales manager, Precision Tube  
Technology



logical calculations with state-of-the-art software. Vitaly Kretsoul recommended to use CoilCADE from Schlumberger and VIRTUAL HYDRAULICS from MI-Swaco. Both software packages allow to obtain precise calculation of hydrodynamic losses for drilling with CT taking into account thermobaric condition inside well, alterations of rheological fluid parameters, depending on temperature, taking into account eccentric location of tubing inside hole, type, size and speed of core boring production and a number of other parameters.

Tubing suppliers decided not to go deeply in presentation of competitive advantages of different companies products, and restricted themselves with research-practical issues.

The presentation of Jacques Attie, a sales manager of Precision Tube Technology covered and provided a general overview of  $\text{CO}_2$  and  $\text{H}_2\text{S}$  corrosion in Coiled Tubing along with some



**Андрей Брылкин,**

коммерческий директор ОАО  
«Уралтрубмаш»

**Andrey Brylkin,**  
commercial manager  
of Uraltrubmash

guidelines on CT selection as well as planning.

The most important element in corrosion planning was said to be partial pressure along with some others such as fluid temperature, water

analysis and wellbore fluid velocity. Prediction Tools with well conditions are used to determine both, general as well as pitting corrosion rates. The presentation also touched on the subject of that, in addition to the corrosion,  $\text{H}_2\text{S}$  can contribute to embrittlement and cracking when the material is under stress.

Report of commercial manager of Uraltrubmash, **Andrey Brylkin** was called "Activity of API group and principal adopted documents". In addition to the information, the speaker touched vital question of manufacturing and coiled tubing operation. Anticipating a question about quality increase of coiled tubing of domestic manufacturers, that is constantly being asked, **Andrei Brylkin** informed on measures aimed at quality increase. According to latest information the average spool life is 79 trips, the maximum number of jobs – 243 trips. As a result of joint activity with



**Андрей Мищенко.** Для колтюбингового бурения, являющегося малолитражным, с производительностью промывки, как правило, до 10 л/с, компания предлагает использовать малогабаритные циркуляционные системы (МЦС). При подборе комплекта оборудования учитываются режимы бурения. В компьютерной базе компании — более 20 компоновок МЦС с различными объемами, степенью очистки, климатическими исполнениями. Монтируются такие системы за 3–4 часа. По данным компании, окупаемость затрат на экономии долот, химреагентов и снижении износа оборудования при оснащении колтюбинговой техники такими системами составляет несколько месяцев. МЦС изготовлены и поставлены в «Пурнефтегаз-бурение» и в Нефтеюганск.

Для вскрытия продуктивных пластов на депрессии компания предлагает использовать закрытые циркуляционные системы. Они предназначены для регулирования компонентного состава и дегазации буровых растворов, регулирования забойного и устьевого давления, обеспечения необходимой плотности бурового раствора путем насыщения его азотом.

Доклад, с которым выступил **Игорь Двоглазов** (ООО «ИЗТЕХ», г. Тверь), касался вопросов эксплуатации труб — применения комплексных средств неразрушающего контроля (СНК). Применение СНК при спуско-подъемных операциях позволяет изучить динамику изменения несущей способности труб по всем видам дефектов, т.е. отражает условия эксплуатации труб и обеспечивает надежность работы колтюбинговых установок, что предотвращает аварийные ситуации на скважинах. Наиболее приемлемыми, по мнению докладчика, являются электромагнитные СНК, которые не требуют предварительной подготовки поверхности труб и работают в широком диапазоне температур и влажности окружающей среды. СНК, которое предлагает потребителям компания «ИЗТЕХ», подвешивается на тросе у устья скважины и производит комплексную оценку технического состояния тела НКТ, выявляя опасные дефекты.

В состав СНК входят 4 магнитно-импульсных толщиномер-дефектоскопа, 2 канала магнитно-импульсного определения поперечной разностенности труб, 4 канала магнитно-импульсного определения продольной разностенности труб, 16 каналов магнитоскопического дефектоскопа поперечных дефектов, 40 каналов магнитостатического дефектоскопа продольных дефектов, 2 электромеханических динамометра, счетчик метража и компьютерный регистратор на основе Notebook.

Внешне оборудование выглядит несколько громоздко. По этому поводу был задан вопрос **Дмитрием Мельниковым** («Халлибертон»): «Не проще ли купить компактную систему зарубежного производства за 5000 долларов?» На это замечание председатель конференции заметил, что техническое несовершенство конструкции отнюдь не является показателем низкого качества. Сложно сказать, обеспечивает ли



**Владимир Шуринов,**  
директор НП «ЦРКТ»  
**Vladimir Shurinov,**  
Director, NP CRKT

зарубежная система такое же количество замеров с аналогичной точностью.

Подводя итог обсуждения вопросов контроля ресурса длинномерных безмуфтовых труб, **Владимир Шуринов,** в

specialists from metallurgical works Severstal they achieved quality increase of steel 10GMF, that is used in tubing manufacturing. They plan to widen the range of steel grades used for tubing manufacturing due to implementation of foreign grades, manufactured in conformance to ASTM and API. In this year company Uraltrubmash implemented foreign steel, that conforms to standards EN 10149-2. After the tubing operation from the steel grade they received positive response of specialists of servicing company Ural-Design, that conducted about 80 trips with the tubing and still using it for today. The operation conditions of tubing were rather severe – 90 trips were conducted with application of hydrochloric acid solution.

**Andrey Mishchenko,** senior engineer of Technomechservice told about application of circulation systems for coiled tubing. For small capacity coiled tubing drilling, with flushing capacity up to 10 l/s company offers to use compact circulation systems. They select equipment set basing on drilling modes. Computer database features over 20 systems with different capacities, separation



**Игорь Двоглазов,**  
заместитель директора по науке  
ООО «ИЗТЕХ»  
**Igor Dvoeglazov,**  
Deputy director on science,  
Izhtekh

efficiency and climatic zone. The system has been mounted in 3–4 hours. According to the company, the payback term due to savings on bits, chemicals and equipment wearout reduction should the unit be equipped with such equipment

is few months. Such systems have been manufactured and supplied to Purneftegaz-Burenie and Nefteyugansk.

In order to expose formation under underbalanced conditions, the company offers to use closed loop circulation system. They are designed for adjustment of compound solutions and drilling fluid degassing, control of wellhead and downhole pressure, providing necessary viscosity of drilling fluid by means of nitrogen saturation.

The report of **Igor Dvoeglazov** (Izhtekh, Tver) touched issues of tubing operation – application of system approach of non-destructive tests. This kind of tests while tripping allows to study dynamics of tubing carrying properties alteration according to all types of defects, that reflects tubing operating conditions and provides for coiled tubing operating reliability, that eliminated emergency conditions on wells. The most acceptable, according to lecturer's opinion are electromagnetic non-destructive tests, that do not require preliminary preparation of tubing surface and operate in wide temperature range and humidity. Non-destructive inspection that has been offered by Iztech is hinged on cable near head wellhead and conducts system evaluating of tubing technical condition, detecting dangerous defects.

The set includes 4 magnetic-pulse thickness meter – flaw detector, 2 channels of magnetic-pulse detection of transverse(cross) different-wall thickness, 16 channels of magnetoscopic flaw detector of transverse defects, 40 channel of magnetostatic flaw detector of longitudinal defects, 2 electromechanical dynamometers, meter counter and data acquisition system based on a notebook computer.

The equipment looks a little bit bulky. Dmitry Melnikov (Halliburton) asked – “Isn't it easier to buy a foreign unit for 5000 dollars?” The chairman of the conference replied the

прошлом имевший непосредственное отношение к разрешению этой проблемы на предприятии «УралЛУКтрубмаш», сказал: «Имеются разработки в области дефектоскопии, известно, как определить прочность труб, хорошо проработаны теоретические аспекты, описывающие, как изнашивается труба. Есть голова и туловище, нет шеи — момента, объединяющего это понимание. Контроль ресурса трубы — не вполне дефектоскопия и не теория, объясняющая, как эта труба изнашивается. Это прибор, измеряющий степень износа трубы на протяжении всего срока эксплуатации. Даже наиболее «продвинутые» на сегодня приборы типа Vetka не вполне выполняют такую функцию. Изучение этой проблемы могло бы помочь заказчику сформулировать техническое задание на разработку такого прибора. А с образцами трубы «Уралтрубмаш» мог бы помочь». Директор НП «ЦРКТ» призвал обсудить эту тему на страницах журнала «Время колтюбинга».

**Дмитрия Балденко,**

главный конструктор винтовых гидромашин НПО «Буровая техника»

**Dmitry Baldenko,**

chief engineer of hydraulic units, NPO Burovaya Technica



Винтовые забойные двигатели производства НПО «Буровая техника» могут найти применение при различных колтюбинговых операциях. Этот тезис красной нитью прошел через выступление **Дмитрия Балденко**,

главного конструктора винтовых гидромашин НПО «Буровая техника». Для колтюбингового бурения рекомендованы ВЗД диаметром 106, 120 и 127 мм, для капитального ремонта скважин — диаметром 48, 75, 85, 95 мм. Перспективы производители видят в использовании одновинтовых насосов в качестве буровых насосов для мобильных буровых установок, в том числе оснащенных гибкими непрерывными трубами. (*О новых разработках НПО «Буровая техника» и их применении для колтюбинга мы рассказывали в № 2, 2005 г. «ВК».*)

Впервые в конференции принял участие новый российский производитель колтюбинга. Член наблюдательного совета ОАО «Первомайскхиммаш» (Тамбовская область) **Алексей Гладышев** рассказал присутствующим о работе колтюбинговой установки легкого типа УРАН-20.1. Этот агрегат — разработка СКБ колтюбингового машиностроения, созданного в 1998 году по инициативе воронежских предпринимателей. В 2004 г. был разработан опытный образец, после чего в течение полутора лет проводилась его опытная эксплуатация в ОАО НК «Роснефть-Краснодарнефтегаз». Основные виды ремонтов, освоённые кубанцами на установке «УРАН-20.1»: промывка песчаных пробок, расхаживание прихватов НКТ методом дренирования, подготовка скважин и намывка кварцевого песка, установка цементных мостов, ремонтно-изоляционные работы водонабухающими полимерами, промывка горизонтальных трубопроводов, кислотная обработка призабойной зоны.

**Алексей Гладышев** предложил компаниям наладить сотрудничество в области поиска новых технических решений и сервиса, а также пообещал установку «в хорошие руки отдать бесплатно».

Выступившая в заключение от имени генерального спонсора мероприятия Группы ФИД генеральный директор УП «Новинка» **Елена Лапотентова** пожелала присутствующим успехов в освоении колтюбинговых технологий. Памятным подарком докладчикам стали наручные часы с логотипом Группы ФИД — для точного отсчета времени, наполненного новыми идеями.

remark that technical imperfectness is not an indicator of low quality. It is difficult to say whether the foreign unit provides the same measurement accuracy.

**Vladimir Shurinov**, who earlier had direct connection with the issue on UralLUKtrubmash, totaling the discussion of life control of coiled tubing said: "There are developments in flaw detection, it is known how to estimate tubing durability, theoretical aspects that describe tubing wear out are studied. There is a head and body, but there is no neck — a moment that would join the understanding. Tubing life control — is not quite flaw detection and not a theory that explains the process of wearout. This is a tool, that measures tubing rate of wear during entire operation term. Even the most advanced devices like Vetka are not 100% fulfilling the task. The research of this problem could facilitate customer to prepare requirements specification for the development of such device. Uraltubmash could provide us with tubing samples". Direct of CRKT appealed to discuss the topic on pages of CT Times magazine.

Downhole motor produced by Burovaya Technica could be employed for different coiled tubing jobs. This was the main idea of **Dmitry Baldenko**, chief engineer of hydraulic units of Burovaya Technica speech. For coiled tubing drilling downhole motors with O.D. 106, 120 and 127 mm are recommended, for well workover — 48, 75, 85, 95 mm. Manufacturers see prospectives in application of single screw pumps as drilling pumps for mobile drilling units, as well as equipped with coiled tubing. (*About new developments of Burovaya Technica and its application for coiled tubing see issue No.2, 2005, CT Times magazine.*)

For the first time a new Russian manufacturer of coiled tubing participated in conference. A member of Pervomaiskchimash (Tambov region) supervisory board **Alexei Gladyshev** told the present about operation of coiled tubing unit of lightweight type Uran-20.1. This unit is a development of SKB of coiled tubing manufacturing, established in 1998 in accordance with initiative of Voronezh entrepreneurs. In 2004 there was developed a prototype, afterwards for a year and a half they tested it in Rosneft-Krasnodarneftegaz. The general type of servicing, commercialized by Kuban workers with the unit Uran-20.1, is sand plug flushing, АСТ sticking reciprocation



**Алексей Гладышев,**

член наблюдательного совета ОАО «Первомайскхиммаш»

**Alexei Gladyshev,**

member of supervisory board, Pervomaiskchimash

with drainage, well preparation and inwash of quartz sand, cement bridge installation, servicing and isolation activities with water swelling polymers, flushing of horizontal pipelines (oil manifolds), acid treatment

of bottomhole formation zones.

**Alexei Gladyshev** offered companies to cooperate in the field of seeking of new technical solutions and servicing, and also promised to "pass the unit in good hands free of charge".

In conclusion on the behalf of general sponsor of the event FIG Group general manager of Novinka, **Elena Lapotentova** wished attendees great success in coiled tubing technologies development. Memorable gifts for all the speakers were watches with FID logo — for precise novelties time reckoning.

# БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

V.A. Kuksov (candidate of technical science),  
S.V. Medentsev,  
V.V. Kretsoul (candidate of technical science),  
Moscow technological center M-I SWACO

V.A. Kuksov (к.т.н.),  
С.В. Меденцев,  
В.В. Крецул (к.т.н.),  
Московский технологический центр  
«Эм-Ай Свако» (M-I SWACO)

## DRILLING CIRCULATING FLUIDS FOR COILED TUBING TECHNOLOGIES

### ВВЕДЕНИЕ

Использование установок с колонной гибких труб (или колтюрбинга — от англ. *coiled tubing*, далее — КТ) является одной из перспективных технологий при строительстве и капитальном ремонте скважин. В настоящее время установки КТ отечественного и импортного производства широко используются на месторождениях СНГ для бурения боковых стволов в существующих эксплуатационных скважинах, при гидроразрыве пластов, капитальном ремонте скважин и других работах, в т.ч. проводимых в условиях депрессии или с использованием азрированных систем растворов. Но, к сожалению, при выборе и использовании промывочных жидкостей (буровых растворов) зачастую допускаются типичные ошибки, специфичные для КТ и приводящие к существенному снижению технико-экономической эффективности таких работ.

### ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ С КТ

Подход к выбору промывочной жидкости при бурении с гибкой трубой во многом идентичен принципам, применяемым к «обычному» бурению, однако следует обратить особое внимание на следующие факторы:

- При бурении с КТ возможна непрерывная циркуляция раствора во время спускоподъемных операций (СПО).
- Длина бурильной колонны (гибкой трубы) постоянна, поэтому потери в трубах не зависят от глубины скважины.
- Вращение гибкой трубы в скважине в процессе бурения невозможно, что существенно затрудняет качественную очистку ствола от выбуренного шлама.
- Малый диаметр трубы и большая длина приводят к существенным потерям давления в КТ, особенно при использовании низковязких растворов и турбулентном режиме течения жидкости внутри КТ.
- Потери давления в КТ прямо пропорциональны содержанию твердой фазы в растворе.
- Сложности с передачей нагрузки на долото существенно ограничивают эффективность работы долот и скорости проходки.
- Течение промывочной жидкости через изогнутые трубы с высокой скоростью вызывает быструю эрозию внутренней части КТ, особенно при высоком содержании в растворе твердой фазы.
- Срок службы и наработка на отказ колонны КТ существенно уменьшаются с ростом давления раствора.
- Относительный размер кольцевого затрубного пространства в КТ больше, чем в «традиционном» бурении.
- КТ-установки чаще всего используются при первичном или вторичном вскрытии продуктивных горизонтов, что должно быть учтено при выборе бурового раствора.

При внимательном рассмотрении особенностей бурения с использованием гибких труб становится очевидно, что к буровым промывочным жидкостям для КТ предъявляются не

### INTRODUCTION

The use of units equipped with coiled tubing strings (or *coiled tubing*, hereinafter CT) is one of prospective technologies of well construction and workover. Nowadays CTU of domestic and foreign make are widely used at CIS fields for sidetracking from existing operational wells, hydraulic fracturing, well workover and other activities, as well as underbalanced activities or with aerated solution systems. Unfortunately, choosing and using circulating fluids (drilling fluids) they often make typical mistakes, typical for coiled tubing and bringing significant reduction to technical and economical benefit of such activity.

### PECULIARITIES OF CT DRILLING

An approach towards selection of circulating fluid with coiled tubing to a great extent is similar to approaches towards conventional drilling, however we should draw our attention to the following factors:

- CT drilling allows continuous circulation during tripping.
- The length of drilling string (CT) is constant, so the losses inside tubing does not depend on well depth.
- The rotation of tubing inside well at the time of drilling is not possible that significantly complicates borehole cleaning from the cuttings.
- The small tubing O.D. and significant length results in significant pressure losses inside CT, especially using low viscosity solutions and turbulent flow modes inside CT.
- The pressure losses inside CT are in direct proportion to content of solid phase in the solution.
- The difficulties with load transmission to the bit are significantly restricting efficiency of bit operation and rate of penetration.
- The flow of circulating fluid through bent tube causes quick erosion of internal surface of the CT, especially when the content of solid phase is high.
- The lifetime and mean-time-between-failures of CT string significantly reduces as the solution pressure increases.
- The relative size of annular space in CT is higher comparing to conventional drilling.
- CTUs are mostly used in primary and secondary tailing-in, that should be taken into consideration when choosing circulating fluid.

Detailed study of CT drilling peculiarities of drilling makes evident that drilling circulating fluids for CT have not just strict but also contradictory requirements. For example, it is advisable that circulating fluid has high viscosity enough to provide effective cleaning of borehole from cuttings, but at the same time provides low pressure losses during circulation.





только гораздо более жесткие, но иногда и противоречивые требования. Так, например, желательно, чтобы буровая промывочная жидкость обладала достаточно высокой вязкостью для эффективной очистки скважины от выбуренного шлама, но в то же время обеспечивала низкие потери давления при циркуляции.

Вследствие сравнительно низкой энерговооруженности установок КТ, обусловленной их назначением и конструкцией, возможны такие ситуации, когда из-за неправильного выбора типа и параметров буровой промывочной жидкости циркуляция раствора с необходимой подачей (обусловленной выбранным типом забойного двигателя и долота, режимом промывки, необходимым для очистки ствола от выбуренного шлама, и т.д.) технически неосуществима, что приводит к заметному увеличению сроков работ и резкому удорожанию проекта.

Технологически наиболее эффективным использованием установок КТ является бурение горизонтальных стволов скважин НКТ с поддержанием режима депрессии в скважине. Колонна гибких труб позволяет оперативнее контролировать состояние скважин с низкими пластовыми давлениями. Отпадает необходимость подъема труб и глушения скважины, что повышает привлекательность технологии.

## ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К БУРОВЫМ ПРОМЫВОЧНЫМ ЖИДКОСТЯМ ДЛЯ КТ

Основываясь на мировой практике работ с КТ, результатах математического моделирования и лабораторных исследований можно утверждать, что в общем случае для бурения с КТ желательно использовать растворы, обладающие следующими характеристиками:

- минимальной пластической вязкостью и показателем консистенции для снижения потерь давления в КТ;
- «инверсным» реологическим профилем, т.е. динамическое напряжение сдвига должно быть кратно выше пластической вязкости;
- минимальным содержанием твердой фазы для снижения пластической вязкости, гидродинамических потерь давления (в т.ч. потерь на трение);
- высокими показателями LSRV (вязкости при низкой скорости сдвига) для качественной очистки ствола;
- низкой вязкостью при высокой скорости сдвига;
- плоским, хрупким профилем СНС;
- максимальным сохранением коллекторских свойств пласта;
- очень тонкой непроницаемой фильтрационной коркой или полным отсутствием фильтрационной корки;
- высокими смазывающими способностями.

Желательно также, чтобы применяемый буровой раствор обладал вязкоупругими характеристиками.

## БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ УСТАНОВОК КТ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

Приведенным выше критериям оптимально удовлетворяют безглинистые полимерные вязкоупругие промывочные жидкости компании «Эм-Ай СВАКО», такие как «Фло-Про Эс-Эф» (FLO-PRO SF), «Афроникс» (AFHRONICS), «ВАРП» (WARP) и «Дай-Про» (DI-PRO). Среди альтернатив можно отметить некоторые типы растворов на углеводородной основе и сверхтиксотропный раствор «Дрилплекс» (DRILPLEX). Фактический выбор типа раствора зависит от условий бурения (в первую очередь — от требуемой плотности раствора и конструкции скважины) и типа используемой установки КТ.

Так, при использовании установок КТ малого диаметра для бурения протяженных горизонтальных скважин в условиях

Due to relatively low installed power of CTUs, resulting from its purpose and design, it is possible when due to incorrect selection of type and parameters of drilling circulating fluid the circulation of solution with necessary pumping (defined with set type of downhole motor and bit, flushing mode, necessary to clean the borehole from the cuttings and so on) is not feasible in the technical terms, that results in significant increase in working time and project cost.

Technologically the most effective use of CTUs is drilling of horizontal boreholes throughout production string maintaining underbalanced condition inside the well. The coiled tubing string allows to control wells with low formation pressures. There is no necessity to pull tubing out of hole and kill the well, that increases the technology attractivity.

## THE MAIN REQUIREMENTS TOWARDS DRILLING CIRCULATING FLUIDS FOR CT

Basing on world experience of CT use, results of mathematical modelling and laboratory examination one may state that in general for CT drilling it is desirable to use solutions with following properties:

- minimal plastic viscosity and coefficient of consistence for reduction of pressure losses inside CT;
- “inverse” rheological profile, that is dynamic transverse strain should divisibly exceed plastic viscosity;
- minimal solid phase content for plastic viscosity reduction, hydrodynamic pressure losses (including losses for friction);
- high indicators of LSRV (low speed shear visosity) for quality hole cleaning;
- low viscosity at high shear rates;
- flat, fragile profile of static shear stress;
- saving reservoir properties;
- very thin waterproof filtration film or its total lack;
- high lubricating capacity.

It is advisable that the applied drilling fluid should have viscoelastic behaviour.

## THE DRILLING FLUSHING FLUIDS FOR CTUS FOR DIFFERENT GEOTECHNICAL CONDITIONS

The given above criterias are corresponding clayless polymer viscoelastic circulating fluids of M-I SWACO, such as Flo-Pro SF, AphronICS, WARP, Di-Pro. Among alternatives we should mention some types of solutions on hydrocarbon basis and super thixotropic solution DrilPlex. The actual choice of solution depends on drilling conditions (in the first turn on required solution density and well design) and type of CTU used.

So, using CTUs with small O.D. for drilling of horizontal holes under anomaly low pressures it is recommended to use AfronICS systems (under specific formation pressure gradient 0.15–0.8) and FloPro SF (for anomaly rate 1.05–1.15) FloPro SF (1.02–1.57) or DiPro (1,35 and higher). Systems Afronix and Drillplex are especially effective for development of cracked abosrbing reservoir, and FloPro SF for operations with collectors with heavy visous oil.

## SYSTEM FLOPRO SF

One of the most multi-purpose and widely used in the world solutions for CT drilling is FloPro SF system – a special sort of system FloPro NT, now widely used for drilling of horizontal wells in Western Syberia, but with no use of any solid phase. As well as in case with FloPro NT, the control of

аномально низких пластовых давлений можно рекомендовать системы «Афроникс» (при удельном градиенте пластового давления 0,15–0,8) и «Фло-Про Эс-Эф» (для коэффициентов аномальности 0,8–1,02). Для более высоких пластовых давлений можно рекомендовать системы «Дрилплекс» (если коэффициент аномальности — 1,05–1,15), «Фло-Про Эс-Эф» (1,02–1,57) или «Дай-Про» (1,35 и более). Причем системы «Афроникс» и «Дрилплекс» особенно эффективны при вскрытии трещинных поглощающих коллекторов, а «Фло-Про Эс-Эф» — при работе в пластах с тяжелой вязкой нефтью.

### СИСТЕМА «ФЛО-ПРО ЭС-ЭФ»

Одним из наиболее универсальных и широко применяемых в мировой практике растворов для бурения с КТ является система «Фло-Про Эс-Эф» — специальная разновидность системы «Фло-Про Эн-Ти», широко применяемой в настоящее время для бурения горизонтальных скважин в Западной Сибири, но без использования какой-либо твердой фазы. Так же, как и в случае «Фло-Про Эн-Ти», контроль реологических характеристик и обеспечение вязкоупругого поведения системы осуществляются при помощи высокоочищенного биополимера «Фло-Виз Плюс». Однако, в отличие от «Фло-Про Эн-Ти», карбонат кальция в системе не используется, фильтрационная корка не формируется, а контроль водоотдачи осуществляется за счет эффектов эластической и/или вязкоупругой турбулентности, которые эффективно ограничивают проникновение фильтрата в пласт в условиях радиальной фильтрации. Несмотря на то, что типовая плотность «Фло-Про Эс-Эф» составляет 1,03–1,15 г/см<sup>3</sup> (большие плотности возможны при использовании тяжелых солей, например формиата натрия или калия, бромида натрия и т.п.), уникальный механизм фильтрации данного раствора позволяет вскрывать продуктивные горизонты с коэффициентами аномальности до 0,8 и репрессии до 120 атм. без опасности загрязнения продуктивного горизонта или возникновения поглощений раствора. В практике контроля свойств жидкостей заканчивания, обработанных полимерами, в отрасли применяют термин ВНСС — вязкость при низких градиентах скорости сдвига. В промышленной практике ВНСС обычно определяют с помощью вискозиметров Brookfield модели LVDV II+ (показан на рис. 1), OFITE модели 900 или аналогичных.

### СИСТЕМА «ДРИЛПЛЕКС»

Если же бурение с использованием КТ осуществляется в условиях, близких к нормальным (т.е. при коэффициентах аномальности чуть выше 1), в качестве одного из наиболее эффективных и при этом недорогих решений можно рассмотреть сверхтексотропную систему «Дрилплекс».

«Дрилплекс» в некотором смысле относится к классу буровых растворов, известных в России как «гидрогели», или «системы с конденсированной твердой фазой», однако существенно отличается от них по составу, способу приготовления и использования.

Система «Дрилплекс» является сверхтексотропным глинистым буровым раствором на основе мелкодисперсных оксидов магния и алюминия (ММО — MIXED METAL OXIDE), обладаю-

щими реологическими свойствами и provision of visco-elastic behaviour of the system is controlled with high-purity bio-polymer FloVis plus. However despite FloPro NT, the Lo-Wate is not used in the system, the filtration film is not formed, and water yield control is effected with effect of elastic of visco-elastic turbulence, that restricts the penetration of filtrate into the layer under conditions of radial filtering. Despite the fact that typical viscosity of FloPro SF is 1.03–1.15 g/cm<sup>3</sup>, (higher viscosities are possible with the use of heavy salts, for example sodium or potassium formate, sodium bromide and so on), the unique filtering mechanism of the solution allows to develop pay zones with anomaly rate up to 0.8 and repressions up to 120 atm without fear for pollution of pay zone or solution absorption. The controlling practice of completion fluids, treated with polymers, they use term VNSS in the branch — viscosity at low shear speeds. In the field experience VNSS usually is defined with the help of viscosimeter Brookfield, model LVDV II+, (shown on fig.1), OFITE model 900 or similar.

### DRILLPLEX SYSTEM

If the drilling with CT is conducted under conditions close to normal operating conditions, (that is anomaly rate is slightly higher than 1), as one of the most effective and not expensive solutions it is possible to consider super thixotropic system Drillplex.

Drillplex to some extent is referred to a type of drilling fluids, known in Russia as hydrogels, or systems with condensed solid phase, however significantly differs with composition, way of preparation and use.

Drillplex system is super thixotropic clay drilling mud, based on fine-dyspersated magnesium and aluminium oxides (ММО — Mixed Metal Oxide), that features a number of specific rheological and filtration properties, that are not available using conventional solutions. Fragile and flat profile of static shear stress combining high dynamic transverse strain makes Drillplex an excellent choice for horizontal bore drilling,

inclined directional wells, milling strings, drilling with CT and other activities, where they need ultimate deterrent and carrying out properties combining minimum pressure loss. Thanks to quick change to near solid condition, in the quiescent state, Drillplex is perfect solution for development of cracked horizons and horizons with high permeability with anomalously low formation pressure, stabilization of sloughing of mellow and micro-crack sedimentary rock and drilling with CT. The main advantage of Drillplex system from the point of view of CT system is the ability to hold and carryout cuttings from very complicated well design and profile, even at low pumping rates and speeds of solution circulation.

Due to high activity and cation nature Drillplex has high inhibitory properties, effectively neutralizing aquation and dispersion of clay materials. According to inhibitory properties it reaches glycol- potassium chloride systems. Despite "clayey" properties of the system, the solution effectively saves pay zones from pollution and provides reestablishment up to 99 % of bottomhole formation zone permeability.



Рис. 1. Вискозиметр Brookfield модели LVDV II+

Fig. 1. Viscosimeter Brookfield, model LVDV II+



шим рядом специфических реологических и фильтрационных характеристик, недостижимых при помощи традиционных реагентов. Хрупкий, плоский профиль СНС в сочетании с высоким динамическим напряжением сдвига делает «Дрилплекс» прекрасным выбором для бурения горизонтальных стволов, протяженных наклонно направленных скважин, фрезерования колонн, бурения с КТ и других операций, где требуются исключительные удерживающие и выносящие свойства при минимальных потерях давления. Благодаря быстрому переходу системы в состояние, близкое к твердому телу, в состоянии покоя, «Дрилплекс» идеально подходит для вскрытия трещинных и высокопроницаемых горизонтов с аномально низкими пластовыми давлениями, стабилизации осыпавшихся рыхлых и микротрещиноватых осадочных пород и бурения с гибкой трубой. Главным преимуществом системы «Дрилплекс» с точки зрения бурения с гибкой трубой является возможность качественного удержания и выноса шлама из сколь угодно сложных по конструкции и профилю скважин даже при очень малых подачах насосов и скоростях течения раствора.

Благодаря высокой активности и катионному характеру ММО «Дрилплекс» обладает высокими ингибирующими свойствами, эффективно подавляя гидратацию и диспергирование глинистых пород. По уровню ингибирования он приближается к гликоль-хлоркалиевым системам. Несмотря на «глинистый» характер системы, раствор прекрасно защищает продуктивные горизонты от загрязнения и обеспечивает до 99 % восстановления проницаемости ПЗП.

## ТЕХНОЛОГИЯ «ВАРП»

В отдельных случаях возникает необходимость применения возможностей установок КТ в условиях аномально высоких пластовых давлений (АВПД). При этом использование «традиционных» растворов, утяжеленных баритом, не позволяет применять колтюбинг из-за высоких потерь давления на трение и низкой седиментационной устойчивости таких растворов, а использование растворов тяжелых солей может быть ограничено экологическими требованиями или нерентабельностью проекта. Для решения технологических задач в таких жестких условиях компания «Эм-Ай Свако» предлагает использовать сверхтяжелые и подвижные растворы «ВАРП» (WARP). По запатентованной технологии приготавливается WARP-концентрат, содержащий 80 % WARP-барита с размером частиц 1–2 мкм (для сравнения: средний размер частиц стандартного барита — 25 мкм) и плотностью 2640 кг/м<sup>3</sup>, или WARP-концентрат, содержащий 72 % WARP-карбоната кальция, плотностью до 1920 кг/м<sup>3</sup>. Частицы утяжелителя в концентрате защищены специальным коллоидом, ингибирующим их электрохимическое взаимодействие, благодаря чему система «ВАРП» имеет низкую вязкость и высокую подвижность, несмотря на высокую концентрацию твердых частиц и огромную их суммарную поверхность.

Благодаря уникальным для тяжелых растворов реологическим свойствам система «ВАРП» успешно применялась при бурении в условиях АВПД с КТ-установкой, в т.ч. на месторождениях СНГ.

## ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ДЛЯ УСТАНОВОК КТ

Как было отмечено выше, одним из наиболее важных критериев при выборе раствора для КТ является его реологическая характеристика. При этом важно обеспечить возможность промывки скважины в выбранном режиме при минимальных потерях давления внутри КТ и в затрубье. Обычно при использовании КТ режим подачи насосов зависит в первую очередь от типа и рабочей характеристики используемого забойного

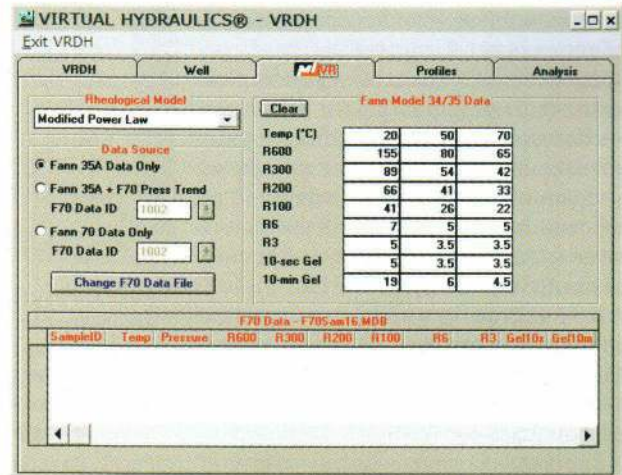
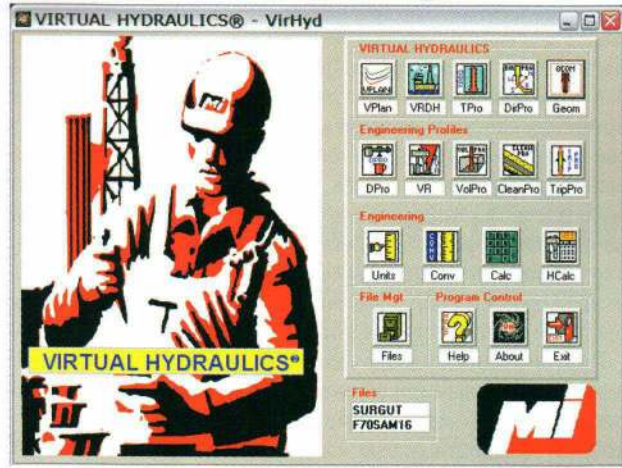


Рис. 2. Окно ввода реологических данных в программном пакете «VIRTUAL HYDRAULICS»

Fig. 2. The input window rheological data of Virtual Hydraulics

## WARP TECHNOLOGY

In some cases there arises need for CTUs installation under conditions of anomaly high formation pressures. The use of conventional solutions weighted with barite does not allow use of CT due to high friction losses and low sediment stability of such solutions, and the use of solutions of heavy salts could be restricted with ecological requirements or unprofitability of the project. In order to solve issues in such complicated conditions company M-I Swaco offers use of super heavy and mobile solutions WARP. In accordance with registered technology they prepare WARP concentrated product, that contains 80 % of the WARP barite with particles size 1–2 μm (compare: the average particle size of conventional barite is 25 mcm and density 2640 kg/m<sup>3</sup>, or WARP concentrate, that contains 72 % of WARP Lo-Wate, density up to 1920 kg/m<sup>3</sup>. The particles of heaver are protected with special colloid, that inhibits its electrochemical interaction, resulting in WARP low visousity and high agility despite high content of solid particles and its tremendous total surface.

Due to unique rheological properties for heavy solutions the system WARP has sucessully been used for dilling under conditions of abnormally high formation pressure with CTU, as well as on CIS fields.

двигателя, телеметрической системы и долота и составляет не более 6–7 л/с. Из-за малого внутреннего диаметра гибкой трубы скорость течения раствора внутри КТ может быть достаточно высокой, а режим течения приближаться к турбулентному, в то время как скорость восходящего потока в затрубном пространстве может быть очень низкой и не обеспечивать качественного выноса выбуренного шлама. И если реологические характеристики раствора выбраны неправильно, суммарные потери давления могут превысить рабочее давление подающего насоса, что обусловит необходимость снижения расхода жидкости, невозможности поддержания выбранного режима бурения и быстрый выход из строя долота и забойного двигателя.

Поэтому одним из ключевых элементов планирования бурения с использованием установок КТ является тщательный выбор реологических характеристик промывочной жидкости и специализированные реологические расчеты с использованием современного программного обеспечения. А поскольку свойства промывочных жидкостей существенно зависят от температуры и давления, необходимо проводить лабораторные испытания и реологические измерения выбранных жидкостей и рецептов при различных температурах и давлениях и затем использовать полученные данные для гидравлических расчетов.

В качестве примера специализированных программ гидравлических расчетов при использовании КТ можно привести пакеты «COILCADE» компании «Шлюмберге» и «VIRTUAL HYDRAULICS» («Виртуальная гидравлика») компании «Эм-Ай СВАКО». Оба пакета позволяют производить точные расчеты гидродинамических потерь при бурении с КТ с учетом термобарометрических условий в скважине, изменения реологических параметров раствора в зависимости от температуры, учитывать эксцентричное расположение КТ в стволе скважины, тип, размер и скорость генерирования шлама и ряд других параметров. Кроме того, помимо реологической модели Хершеля — Балкли «VIRTUAL HYDRAULICS» использует для еще более точных расчетов приемы нечеткой логики (fuzzy logic) для различных типов растворов.

## Выводы

Полученные в результате расчетов данные могут использоваться не только для оптимизации гидравлической программы промывки, но и для расчета и оптимизации срока службы гибкой трубы, расчета допустимых скоростей СПО, максимальных допустимых нагрузок на КТ и ряда других параметров. В результате еще на этапе планирования скважины заказчик получает возможность всесторонней оценки проекта и принятия грамотного и взвешенного инженерного решения.

Таким образом, можно с уверенностью утверждать, что существующие технологии как самих установок КТ, так и сопутствующих процессов (включая буровые растворы) за последние несколько лет вышли на гораздо более высокий качественный уровень. И, несмотря на сравнительную новизну и техническую сложность бурения с использованием гибких труб, существующие технические решения в области буровых растворов позволяют быстро и эффективно решать даже самые сложные задачи, выводя колтюбинг из разряда экспериментальных в категорию надежных и проверенных практикой технологий.

## HYDRAULIC CALCULATIONS FOR CTUS

As it has been stated above, one of the most important criterias while choosing solution for CT is its rheological properties. It is important to provide an opportunity for well flushing in the selected mode at a minimum pressure loss inside CT and annular space. Usually using CT the selection of pump feeding modes depends in the first turn on type and working properties of used downhole motor, telemetry system and bit and would make not more than 6-7 hp. Due to small tubing annular space the flow speed inside tubing could be rather high, and flow pattern could approach turbulent mode, while the upstream speed inside annular space could be very low and not provide quality hole cleaning from cuttings. If the rheological properties of the solution are not correctly selected, the total pressure losses could exceed working pressure of feeding pump that would lead to need for flow rate reduction, impossibility to maintain the selected drilling modes and quick failure of bit and downhole motors.

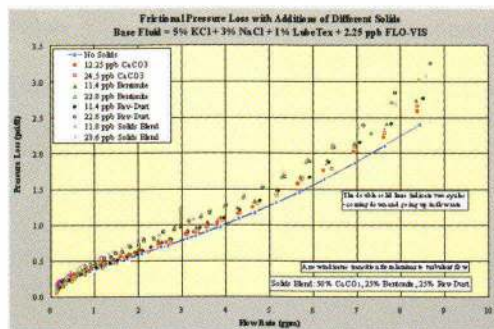
That is why one of the key elements of drilling planning with CTU use is thorough selection of rheological properties of flushing fluid and specialized rheological calculations with the use of state of the art software. As the properties of flushing fluids significantly differ depending on temperature and pressure, it is necessary to conduct laboratory research and rheological measurements of selected fluids and compounding at different temperatures and pressures and use the obtained data for hydraulic calculations.

As an example of specialized programs of hydraulic calculations using CT it is possible to cite software CoilCADE of Schlumberger and Virtual Hydraulics of M-I Swaco. Both software packages allow to conduct precise calculations of hydrodynamic losses while CT drilling with consideration of thermobarometerical conditions inside well, alterations of rheological parameters of the solution depending on temperature, take into account eccentric position of CT inside wellbore, type, size and speed of mud production and a number of other parameters. Besides rheological model Khereshel-Balkli for more precise calculations Virtual Hydraulics uses fuzzy logic for different solution types.

## CONCLUSION

As a result obtained data could be used not only for optimization of hydraulic flushing software and optimization of CT lifetime, calculation of allowable tripping speeds, maximum allowable CT loads and a number of other parameters. As a result even on the well planning stage the customer gets an opportunity of comprehensive project evaluation and making competent and reasonable engineering decision.

So, it is possible to state that existing technologies of CTUs itself and associated processes (including drilling muds) during last few years penetrated much more higher qualitative level. And despite newness and technological difficulty of drilling with CT existing technological solutions in the field of drilling solutions allow quick and effective solution of the most complicated tasks, turning out CT from the experimental into reliable and proven technologies.





Д.А. Мищенко, инженер-технолог СУПНП и КРС  
ОАО «Сургутнефтегаз»

# ТЕХНОЛОГИЯ РЕЗКИ НКТ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТА С ПОМОЩЬЮ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА КРС

D.A.Mishchenko,  
mechanical engineer  
of SUPNP&KRS  
(Surgutneftegaz)

## COILED TUBING CUTTING TECHNOLOGY FOR THE PURPOSE OF STICKING ELIMINATION WITH COILED TUBING UNIT DURING WORKOVER

### ОПИСАНИЕ ПРОБЛЕМЫ

В настоящее время на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» производятся работы по бурению боковых стволов на депрессии при помощи колтубинговых установок с диаметром гибкой насосно-компрессорной трубы (НКТ) 66 мм силами бригад УЗБС и КРС. В процессе бурения бокового ствола скважины возник прихват инструмента. Расхаживание колонны гибкой НКТ инжектором результата не дало. Было принято решение срезать подвеску плашками превентора и загерметизировать устье. Провели работы по демонтажу колтубингового бурильного комплекса и монтажу подъемного агрегата «Кардвел-210». Расхаживание подвески гибкой бурильной НКТ при максимальной нагрузке также не дало результата. Перед Сургутским УПНП и КРС была поставлена задача провести механическую резку колонны гибкой НКТ диаметром 66 мм на максимально возможной глубине. Для проведения работ была применена колтубинговая установка для производства КРС с диаметром гибкой НКТ 38 мм.

Согласно техническим характеристикам подземного оборудования была подобрана следующая компоновка:

1. Соединительный коннектор для гибкой НКТ диаметром 38 мм.

2. Якорь гидравлический типа ЯГТ-60 (НПО «Бурение», г. Краснодар)

Условный диаметр НКТ, мм	60
Избыточное рабочее давление в полости якоря, МПа не более	15
Длина якоря, мм, не более	490
Габаритный размер якоря в транспортном положении (диаметр корпуса), мм	45
Максимальный диаметр якоря в рабочем положении, мм, не менее	51
Масса, кг, не более	4,5
Рабочая среда	Буровой раствор, нефть, вода
Температура среды, °С, не более	100
Присоединительные резьбовые размеры	
верх	резьба штанговая Ш22
низ	резьба НКТ 33

### ISSUE DESCRIPTION

Today on fields of Surgutneftegaz they conduct lateral underbalanced drilling activities with coiled tubing units, with 66 mm tubing O.D. with crews of UZBS&KRS. During drilling of laterals there arose tool sticking. Reciprocation of CT string with injector gave no results. They made a decision to cut the suspender with BOP rams and seal the wellhead. They rigged down the CTD system and rigged up downhole unit Cardwell-210. Reciprocation of suspender of coiled tubing drilling string at max loads also gave no results. Surgut UPNP&KRS had been appointed a task to conduct mechanical cutting of the drilling string with 66 mm O.D. at maximum possible depth. In order to conduct the activity they employed coiled tubing unit for workover with O.D. of 38 mm.

In accordance with technical features of downhole equipment they selected the following assembly:

1. Connector for 38 mm CT O.D.
2. Hydraulic anchor, type YGT-60 (Burenie, Krasnodar)

Passage diameter of CT, mm	60
Working overpressure inside anchor, МПа, not more than	15
Anchor length, mm, not more than	490
Anchor dimension in transport mode (housing O.D.), mm	45
Anchor maximum O.D. in working condition, mm, not less than	51
Weight, kg, not more than	4,5
Working media	drilling fluid, oil, water
Ambient temperature, °C, not more than	100
connector thread sizes:	
Top	Sucker-rod thread S22
Bottom	thread CT 33

3. Downhole motor WIP-45 (Baker Oil Tools)

Type	screw, hydraulic, downhole
O.D.	43 mm
Length	2.8 m

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

### 3. Двигатель забойный WIP-45 (американской фирмы «Бейкер Ойл Тулз»)

Тип	винтовой, гидравлический, забойный
Наружный диаметр	43 мм
Длина	2,8 м
Масса	25 кг
Диаметры присоединительных долот	43–76 мм
Присоединительные резьбы	1" АМТ
Смазка	рабочей жидкостью
<b>Рабочие параметры:</b>	
рабочий крутящий момент	90 Н•м
максимальный крутящий момент	145 Н•м
максимальный перепад давления	40 кг/см <sup>2</sup>
рабочая нагрузка	5 кН
максимальная нагрузка	9 кН
расход промывочной жидкости	45–180 л/мин
максимальное содержание песка	1 %
максимальная температура	110 °С

### 4. Труборезка гидравлическая типа ТГ 60 (НПО «Бурение», г. Краснодар)

Условный диаметр НКТ, мм	60
Избыточное рабочее давление в полости труборезки, МПа не более	2
Длина труборезки, мм, не более	760
Габаритный размер труборезки в транспортном положении (диаметр корпуса), мм	45
Максимальный диаметр труборезки в рабочем положении, мм, не менее	105
Масса, кг, не более	6
Рабочая среда	Буровой раствор, нефть, вода
Температура среды, °С, не более	100
Присоединительные резьбовые размеры по ГОСТ 633-80, НКТ, мм	3

## ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Подготовительные работы проводились в такой последовательности.

Вначале извлекли из гибкой бурильной НКТ телеметрический кабель. После этого закрепили подвеску на планшайбу и демонтировали подъемник «Кардвел-210». Силами СУПП и КРС провели компоновку устья согласно типовой схеме для производства работ колтюбинговой установкой с гибкой НКТ диаметром 38 мм. Затем опрессовали нагнетательные и выкидные линии, провели монтаж и опрессовку превентора и промывочного тройника. На гибкую НКТ была установлена насадка-перо диаметром 45 мм. Провели спуск гибкой НКТ диаметром 38 мм с промывкой лифта насадкой-пером до

Weight	25 kg
Bit range	43–76 mm
Connection thread	1" АМТ
Lubricant	working fluid
<b>Working parameters</b>	
working torque	90 N•m
Max torque	145 N•m
Max Pressure drop	40 kg/sm <sup>2</sup>
Working load	5 kM
Max load	9 kN
Flushig fluid rate	45–180 l/m
Max sand content	1 %
Max temp	110 °C

### 4. Hydraulic tubing cutter, TG 60 (Burenie, Krasnodar)

Passage diameter of CT, mm	60
Working overpressure inside cutter, Mpa, not more than	2
Cutter length, mm, not more than	760
Cutter dimesions in transport mode (housing O.D.), mm	45
Cutter maximum O.D. in working condition, mm, not less than	105
Weight, kg, not more than	6
Working media	drilling fluid, oil, water
Ambient temperature, °C, not more than	100
Connertor thread sizes according to GOST 633-80, CT, mm	3

## PREPARATION ACTIVITY

Preparation activity has been conducted as follows:

First of all they pulled out of flexible drilling string the logging cable. Afterwards they fixed the suspender on table, and dismantled elevator Cardwell-210. SUPNP&KRS assembled the wellhead according to standard construction for CTU activities with tubing O.D. 38 mm. Afterwards conducted pressure test of injection and outlet lines, assembled and conducted presssure test of injector and flushing T-connector. CTU has been equipped with a wing of 45 mm. They run in 38 mm CT with lift flushing with wing till the current bottom hole zone (running in speed 15 m/min). Than they conducted the botomhole formation zone till there was clean technical water. Afterwards they changed the volume of drilling CT string with chloride solution with specific gravity 1.34 g/sm<sup>3</sup>. They pulled out the wing from the well (pulling out speed 17 m/min). They changed the assembly with template with O.D. of 53 mm and running-in and pulling of of the template to the current bottomhole formation zone. On the wellhead they assembled the following assembly: connector, hydraulic anchor, dowhole motor WIP-45, cutter TG 60 with O.D. 45 mm. The assembly has been run to the set depth.



## TECHNOLOGICAL PROCESS OF MECHANICAL CUTTING

текущего забоя (скорость спуска трубы — 15 м/мин). После этого промыли забой до чистой технической воды. Далее была произведена замена объема гибкой бурильной НКТ на хлористый раствор с удельным весом 1,34 г/см<sup>3</sup>. Подняли насадку-перо из скважины (скорость подъема трубы — 17 м/мин). Была проведена смена компоновки на шаблон диаметром 53 мм и спуск-подъем шаблона до текущего забоя. На устье скважины собрали компоновку: соединительный коннектор, гидравлический якорь, забойный двигатель WIP-45, труборез ТГ 60 диаметром корпуса 45 мм. Эту компоновку для резки спустили на заданную глубину.

### ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС МЕХАНИЧЕСКОЙ РЕЗКИ

Расход технологической жидкости на насосно-компрессорном агрегате был увеличен до 220 л/мин при давлении на манометре НКА 20 МПа. Была проведена резка прихваченной непрерывной НКТ в течение 4 часов до падения давления на НКА и появления циркуляции в затрубном пространстве, затем компоновку подняли из скважины. В завершение произвели демонтаж колтюбинговой установки с гибкой НКТ диаметром 38 мм.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение данного метода на практике показало, что этот вид работ является перспективным не только при случаях резки гибкой НКТ, но и при ликвидации прихватов в бурении и традиционном КРС. В дальнейшем планируется провести экспериментальные работы по резке бурильной СБТ. Заказы на такие ремонты имеются, но существует сложность в подборе труборезки, так как толщина стенки в бурильной колонне значительно больше.

The rate of technological fluid of the pumping unit has been increased to 220 l/min at a pressure of 20 MPa. They cutted the stuck CT within 4 hours till the pressure dropped and circulation in annular space appeared. Than the assembly has been pulled out of the well. Than they dismantled CTU with CT of 38 mm O.D.

### CONCLUSION

The application of the following approach has shown that this kind of activity is a prospective one not when cutting CT, but also for elimination of sticking while drilling and conventional workover. In future they plan to conduct experiments for cutting drilling tubing. There orders for such activity, but there are difficulties for cutter selection, as the wall thickness in drilling string is significantly higher.

Рис. 1.  
Fig. 1.

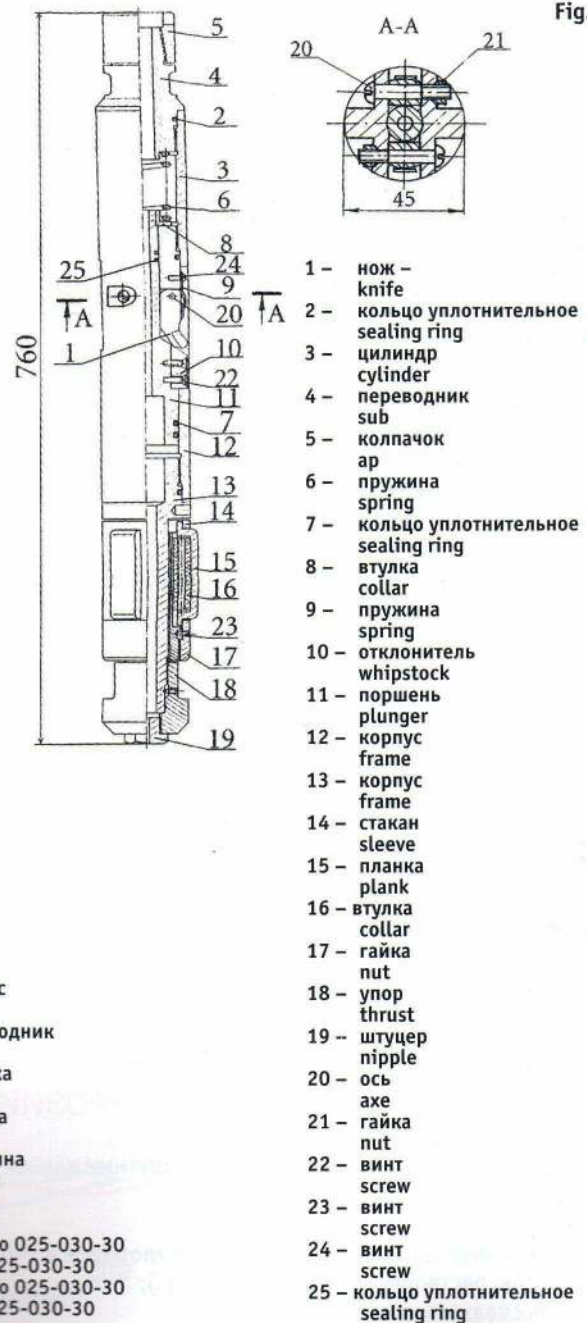
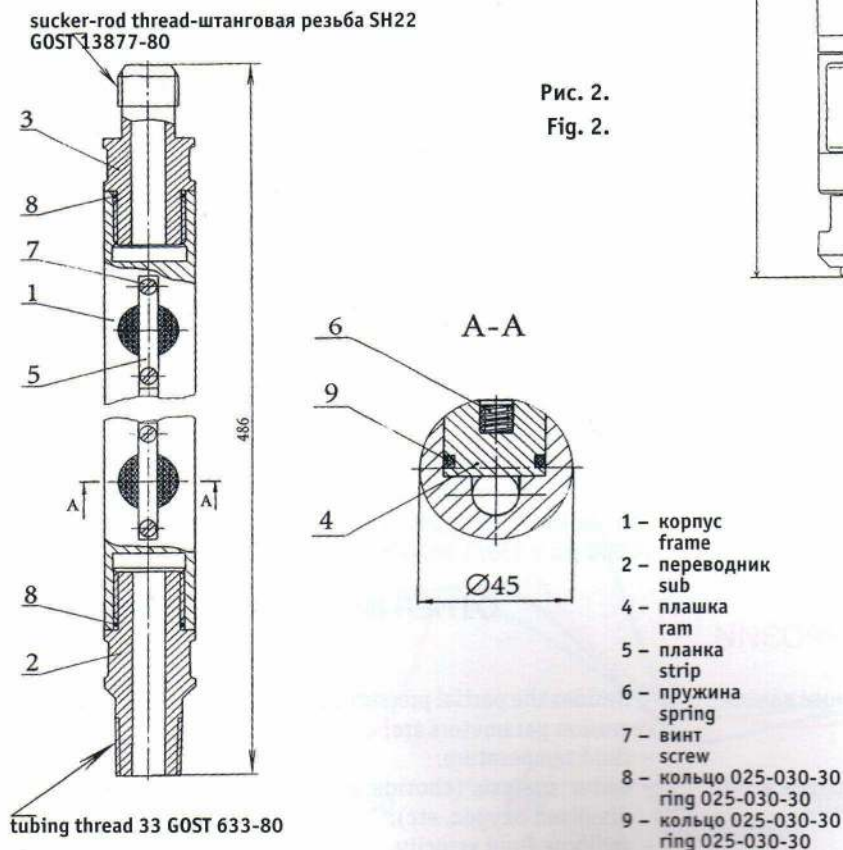


Рис. 2.  
Fig. 2.



# УГЛЕКИСЛОТНАЯ И СЕРОВОДОРОДНАЯ КОРРОЗИЯ ГИБКИХ НКТ

Jacques Attie,  
Precision Tube Technology

## CO<sub>2</sub> AND H<sub>2</sub>S CORROSION IN COILED TUBING

Жак Атти,  
компания Precision Tube Technology

### ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

В добываемых флюидах часто присутствуют CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S. Они могут существенно ускорять скорость общей коррозии и оказывать другие негативные воздействия на материалы, например вызывать растрескивание под действием напряжений в сульфидсодержащей среде (РНСС). Углекислотная и сероводородная коррозии все еще являются предметом многих исследований, однако в настоящее время уже выработаны практические рекомендации и методы борьбы с такими типами коррозии. Наличие данных о концентрации CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S и других характеристик состояния скважины в сочетании с правильным планированием позволяет существенно уменьшать риск повреждения гибких НКТ и увеличивать их эксплуатационный ресурс.

Цель статьи — общее ознакомление с углекислотной и сероводородной коррозией и предоставление некоторых рекомендаций по выбору гибких НКТ и планированию мероприятий по уменьшению такой коррозии.

### КОНЦЕНТРАЦИЯ CO<sub>2</sub> И H<sub>2</sub>S

CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S являются растворимыми в воде газами. Концентрация CO<sub>2</sub> обычно измеряется в виде объемных (мольных) процентов (например, 5 % CO<sub>2</sub>), концентрация H<sub>2</sub>S — в виде объемной (мольной) доли в частях на миллион (например, 150 частей на миллион). При планировании мер по борьбе с коррозией наиболее важное значение имеет парциальное давление CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S.

### ПАРЦИАЛЬНОЕ ДАВЛЕНИЕ ГАЗОВ

Закон Дальтона гласит, что давление смеси химически не взаимодействующих газов равно сумме парциальных давлений этих газов, а парциальное давление каждого газа пропорционально его объемной (мольной) доле. Например, если давление в скважине равно 270 бар, а концентрация CO<sub>2</sub> составляет 5 %, то парциальное давление CO<sub>2</sub> равно 13,5 бар (270 бар × 5/100 = 13,5 бар). Аналогично этому, если давление в скважине равно 270 бар, а концентрация H<sub>2</sub>S составляет 150 частей на миллион, то парциальное давление H<sub>2</sub>S равно 0,0405 бар (270 бар × 150/1 000 000 = 0,0405 бар)

### ДРУГИЕ ВАЖНЫЕ ПАРАМЕТРЫ КОРРОЗИИ

Помимо парциальных давлений CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S другими важными параметрами коррозии являются:

- температура скважинного флюида;
- результаты анализа воды (концентрации хлоридов и бикарбонатов, растворенный кислород и т.д.);
- скорость скважинного флюида.

### BACKGROUND:

CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S are frequently present in production fluids. Both CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S can greatly accelerate general corrosion rates and lead to other material deterioration, such as stress corrosion cracking (SSC).

CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S corrosion is still the subject of much research, but practical guidelines and mitigation techniques are available.

Knowing the concentration of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S and other well conditions along with proper planning can significantly reduce the chance of coiled tubing failure and extend coiled tubing life.

The purpose of this presentation is to provide a general overview of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S corrosion and offer some guidelines on coiled tubing selection and other planning actions.

### CO<sub>2</sub> AND H<sub>2</sub>S CONCENTRATION:

CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S are both gases that are soluble in water. CO<sub>2</sub> concentration is typically measured as a volume (mole) percentage (such as 5% CO<sub>2</sub>).

H<sub>2</sub>S concentration is typically measured as a volume (mole) fraction in parts-per-million (such as 150 ppm).

For corrosion planning it is the partial pressure of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S that are most important.

### PARTIAL PRESSURE OF GASES:

Dalton's Law states that the total pressure of a gas is the combination of the partial pressures of each component, and the partial pressure is proportional to the volume (mole) fraction of the component.

For example, if the well pressure is 4,000 psi and the CO<sub>2</sub> concentration is 5%, the partial pressure of CO<sub>2</sub> is 200 psi (4,000 psi × 5/100 = 200 psi)

Likewise, if the well pressure is 4,000 psi and the H<sub>2</sub>S concentration is 150 ppm, the partial pressure of H<sub>2</sub>S is 0.6 psi (4,000 psi × 150/1,000,000 = 0.6 psi)

### OTHER IMPORTANT CORROSION PARAMETERS:

Besides the partial pressures of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S, other important corrosion parameters are:

- fluid temperature;
- water analysis (chloride and bicarbonate concentrations, dissolved oxygen, etc);
- wellbore fluid velocity.





## МЕХАНИЗМЫ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ

При объединении  $\text{CO}_2$  с водой образуется относительно слабая угольная кислота:  $\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 > \text{H}_2\text{CO}_3$ . Воздействие угольной кислоты на углеродистую сталь приводит к общей потере материала (уменьшению толщины стенки трубы), определяемой скоростью коррозии в милах в год (1 мил = 0,001 дюйма) или миллиметрах в год (мм/г). При высоких температурах образуется защитный слой из карбоната железа ( $\text{FeCO}_3$ ), уменьшающий скорость коррозии. При высоких концентрациях хлоридов указанный защитный слой нарушается и скорость коррозии увеличивается. Присутствие  $\text{H}_2\text{S}$  усложняет такое комбинированное влияние: скорость коррозии может иногда уменьшаться благодаря образованию защитного слоя  $\text{FeS}$  или увеличиваться из-за нарушения слоя  $\text{FeCO}_3$ .

## CO<sub>2</sub> CORROSION MECHANISMS;

$\text{CO}_2$  will combine with water to produce carbonic acid, a relatively weak acid  $\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 > \text{H}_2\text{CO}_3$ .

The effect of carbonic acid on carbon steel is a general material (wall thickness) loss that is measured as a corrosion rate in mpy (0.001 inch per year) or mm/y.

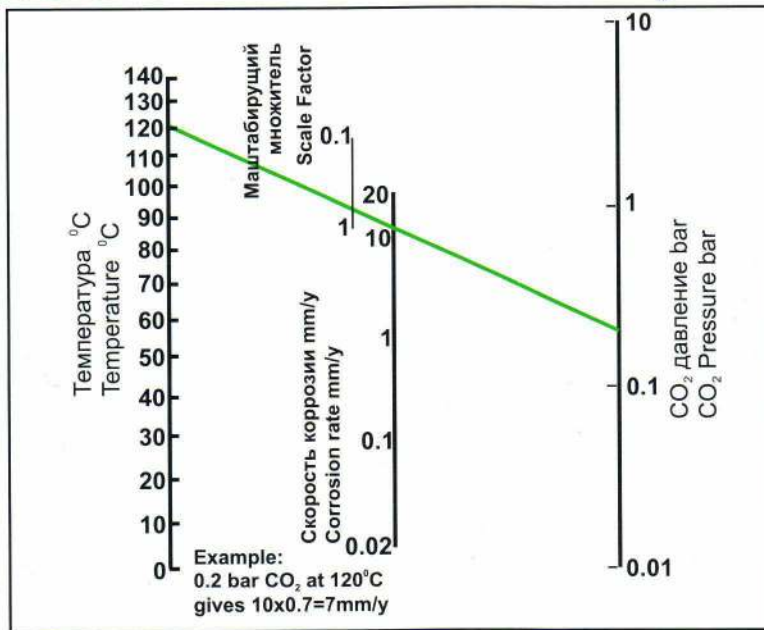
At higher temperatures a protective iron carbonate ( $\text{FeCO}_3$ ) scale will form that will reduce corrosion rates.

High chloride concentrations will destabilize the protective scale and increase corrosion rates.

If  $\text{H}_2\text{S}$  is also present, the combined effects can be complicated, sometimes reducing the corrosion rate and sometimes increasing the corrosion rate due to either creating an  $\text{FeS}$  protective scale or destabilizing the  $\text{FeCO}_3$  scale.

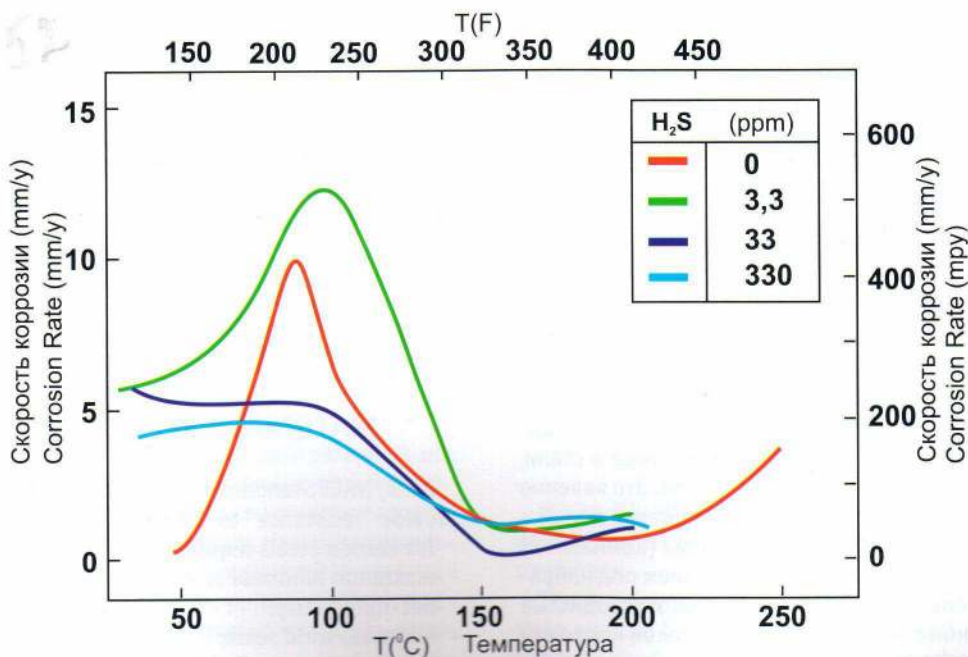
## НОМОГРАММА УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ

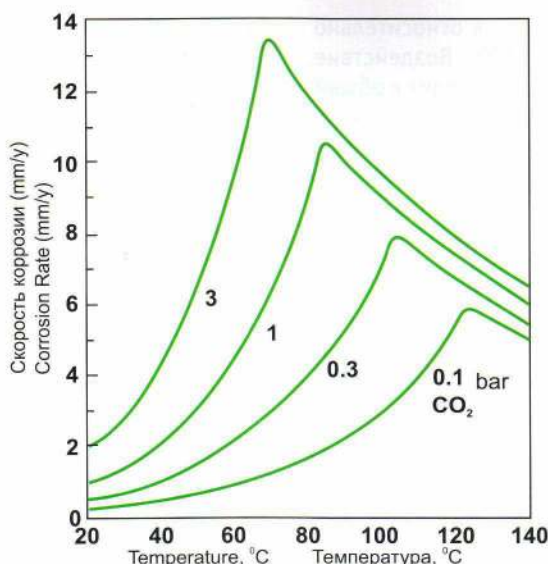
## CO<sub>2</sub> CORROSION NOMOGRAM:



## ЗАВИСИМОСТЬ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ

## CO<sub>2</sub> CORROSION VS. TEMPERATURE:





### УГЛЕКИСЛОТНАЯ ТОЧЕЧНАЯ КОРРОЗИЯ

Причиной точечной (местной) коррозии может стать неполное образование защитного слоя FeCO<sub>3</sub>. Скорость местной коррозии может более чем в 20 раз превышать скорость общей коррозии. Образование коррозионных язв может привести к утечке через микроотверстия или положить начало усталостному растрескиванию. Точечную коррозию не так легко предсказать, как обычную, однако в целом для ее возникновения требуется знать условия, при которых образуется защитный слой FeCO<sub>3</sub> и высокая концентрация хлоридов.

### РЕКОМЕНДАЦИИ ПРИ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ

Проблема общей коррозии актуальна только при продолжительном воздействии вызывающих коррозию условий, например для НКТ малого диаметра или колонны для заканчивания. Возможность образования точечной коррозии необходимо учитывать как для рабочих колонн, так и для колонн для заканчивания. Скорости углекислотной и точечной коррозии для гибких НКТ марок HS-70, HS-80 и HS-90 компании PTT являются одинаковыми. Для определения скоростей обычной и точечной коррозии используются имеющиеся средства прогнозирования (например, программа InterCorr's Predict 4.0) и данные о состоянии скважин. Подходящая прибавка на коррозию определяется с учетом толщины стенок и (или) методикой ингибирования.

### МЕХАНИЗМЫ СЕРОВОДОРОДНОЙ КОРРОЗИИ/СЕРОВОДОРОДНОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ

Помимо вклада в возникновение обычной коррозии H<sub>2</sub>S может также вызвать охрупчивание и растрескивание материала, находящегося под напряжением. Считается, что причина этого — диффузия и захват атомов водорода в стали, приводящие к уменьшению пластичности стали. Это явление называется растрескиванием под действием напряжений в сульфидсодержащей среде (PHSS) при низких (комнатных) температурах и коррозионным растрескиванием под напряжением (КРН) при повышенных температурах. Углеродистые стали в максимальной степени подвержены такой коррозии при температуре, почти равной комнатной.

### CO<sub>2</sub> PITTING CORROSION:

Pitting (localized corrosion) can be caused by incomplete formation of protective FeCO<sub>3</sub> scale.

Localized corrosion rates can exceed general corrosion rates by more than 20X. Pit formation can lead to pinhole leak or initiate fatigue cracking. Not as easy to predict as general corrosion, but generally requires conditions for formation of protective FeCO<sub>3</sub> scale and high chloride concentration.

### CO<sub>2</sub> CORROSION GUIDELINES:

General corrosion only an issue for long exposure, such as velocity string or completion string. Pitting corrosion important consideration for both workstrings and completion strings.

PTT coiled tubing grades HS-70, HS-80 and HS-90 show similar CO<sub>2</sub> corrosion rates and pitting rates.

Use available prediction tools (such as InterCorr's Predict 4.0 program) with well conditions to determine general and pitting corrosion rates. Choose wall thickness and/or inhibiting strategy to allow suitable corrosion allowance.

### H<sub>2</sub>S CORROSION/CRACKING MECHANISMS:

Aside from contribution to general corrosion, H<sub>2</sub>S can contribute to embrittlement and cracking when the material is under stress. This is believed to be caused by Hydrogen atoms diffusing into the steel and becoming trapped and decreasing the ductility of the steel.

This is called Sulfide Stress Cracking (SSC) at lower (room) temperatures and Stress Corrosion Cracking (SCC) at elevated temperature conditions.

Maximum susceptibility for carbon steels is near room temperature.

### MATERIAL SELECTION BY STANDARD:

ANSI/NACE Standard MR0175-2003 provides requirements to provide "resistance" to SSC/SCC.

For carbon steels requirements are:

- maximum hardness of 22 HRC;
- hot-rolled strip;
- annealed weld seam;
- full-body stress relief after tube forming.

## ВЫБОР МАТЕРИАЛОВ ПО СТАНДАРТУ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ К ВОЗДЕЙСТВИЮ H<sub>2</sub>S

Стандарт MR0175-2003 ANSI/NACE (также как и ISO 15156-1,2,3) содержит требования для обеспечения устойчивости к РНСС/КРН.

Для углеродистой стали предусмотрены следующие требования:

- максимальная твердость — 22 HRC (твердость по Роквеллу по шкале C);
- использование горячекатаной полосовой стали;
- термообработка сварных швов;
- снятие напряжения со всего тела трубы после ее изготовления.

## ИСПЫТАНИЕ НА РНСС/КРН В ПРИСУТСТВИИ H<sub>2</sub>S

В стандарте TM0177-96 ANSI/NACE содержатся общепринятые методики испытаний.

Предусмотрены четыре различные схемы испытаний (все они рассчитаны для создания больших механических напряжений, вплоть до 100 % текучести):

- типовое испытание на разрыв или растяжение;
- типовое испытание методом изогнутой балки;
- стандартное испытание методом разрезного кольца;
- стандартное испытание методом двухконсольной балки.

Для труб чаще всего применяют стандартное испытание методом разрезного кольца. При его проведении используются два стандартных флюида, каждый из которых содержит H<sub>2</sub>S с парциальным давлением приблизительно 1 кг/см<sup>2</sup>, имеет температуру 24°C и содержит 5 % NaCl (по весу). Флюиды различаются по значению pH:

- раствор А: значение показателя pH находится в диапазоне от 2,6 до 2,8;
- раствор В: значение показателя pH находится в диапазоне от 3,4 до 3,6.

Продолжительность испытания — 720 часов.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ГИБКИХ НКТ КОМПАНИИ РТТ НА РНСС В ПРИСУТСТВИИ H<sub>2</sub>S

Гибкие НКТ HS-70, HS-80 и HS-90 успешно прошли стандартное испытание методом разрезного кольца по NACE TM0177 в растворе А при 100 %-ном напряжении текучести.

Большой эксплуатационный опыт подтверждает, что гибкие НКТ HS-70 и HS-80 могут использоваться во многих высокосернистых средах.

## РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СЕРОВОДОРОДНОЙ КОРРОЗИИ / РАСТРЕСКИВАНИЮ В ПРИСУТСТВИИ H<sub>2</sub>S

Хотя гибкие НКТ марки HS-90 прошли лабораторные испытания, компания РТТ настоятельно рекомендует использовать HS-70 и HS-80 вместо HS-90 в высокосернистых средах. В настоящее время нет надежных средств прогнозирования РНСС/КРН (за исключением специального испытания методом разрезного кольца в скважинных условиях). Если имеются сомнения, используйте ингибитор коррозии с учетом состояния скважины.

## TESTING FOR SSC/ SCC:

ANSI/NACE Standard TM0177-96 contains most commonly used test methods.

Four different configurations (all designed to create high stress, up to 100% of yield):

- Standard Tensile Test;
- Standard Bent-Beam Test;
- Standard C-Ring Test;
- Standard Double-Cantilever-Beam Test.

For tubing the most frequently used method is the Standard C-Ring Test.

Two standard fluids used for Standard C-Ring Test, each have H<sub>2</sub>S partial pressure of approximately 14.5 psi, temperature of 75 F, and 5% NaCl (by weight). Fluids differ by pH:

- Solution A has pH of between 2.6 and 2.8;
  - Solution B has pH of between 3.4 and 3.6.
- 720 hour test duration.



Участок колтюбинга на барабане. На рисунке показана характерная разрастающаяся область коррозии. Второй виток на барабане.

Segment of coiled tubing on spool. Picture presents characteristic shape of corrosion with corrosion growth. Second row on the spool.



122-й метр трубы. На рисунке показана точечная коррозия. На основе замеров глубина составляет 0,7 мм.

122nd m of the tubing. Picture presents corrosion pits. On the basis of measurements with slide caliper in place marked on the picture, depth of pit is approx.0.7 mm.

## TEST RESULTS FOR PTT COILED TUBING:

HS-70, HS-80 and HS-90 all passed NACE TM0177, Standard C-Ring Test in solution A at 100% yield stress.

Significant field experience confirms suitability of HS-70 and HS-80 in many sour environments.

## H<sub>2</sub>S CORROSION/CRACKING GUIDELINES:

While HS-90 has passed lab tests, PTT strongly recommends use of HS-70 and HS-80 over HS-90 in sour environments.

There are no reliable predictive tools for SSC/SCC (other than custom C-ring experiments at well conditions). Know the well conditions and use inhibitor when in doubt.

# ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТЕХНИКИ

А.Б. Гладышев,  
член совета директоров ОАО  
«Первомайскхиммаш»

A.B. Gladyshev, a member of supervisory  
board of Pervomaiskchimmash

## PROPOSALS FOR COILED TUBING TECHNOLOGIES

В 1998 году в Воронеже по инициативе нескольких промышленных предприятий был создан холдинг, одним из направлений деятельности которого стало производство оборудования для нефтегазовой отрасли России. Тогда же в него вошло СКБ колтюбингового машиностроения – специализированное предприятие по разработке колтюбинговой техники. За период деятельности с СКБ сотрудничали и Александр Георгиевич Молчанов (профессор РГУ нефти и газа им. Губкина), и сотрудники завода «Металлист» (г. Москва), и специалисты предприятия «Рикор» — колтюбинговые агрегаты их производства до сих пор эксплуатируются нефтегазовыми предприятиями России. Главным конструктором с момента основания СКБ работает Михаил Алексеевич Колотий, «выпускник» той же школы российского колтюбинга, что и все остальные основатели предприятий по разработке и производству колтюбинга как в России, так и в Белоруссии. В конце 2004 года в состав холдинга вошло предприятие «Первомайскхиммаш» (Тамбовская обл.).

Сегодня на ОАО «Первомайскхиммаш» работает около полутора тысяч человек.

Наша традиционная продукция – это агрегаты кислотной обработки призабойной зоны скважин (АНЦ-32/50), агрегаты цементируемые (АЦ 32) с насосами собственного изготовления, промышленные паровые передвижные установки (ППУА-1600/100М), агрегаты для депарафинизации скважин (АДПМ 12/150-У1), автоцистерны, железнодорожные цистерны для перевозки нефтепродуктов, емкостное оборудование, оборудование для нефтехимической промышленности, запасные части к выпускаемому оборудованию и многое другое.

На предприятии есть мощное литейное производство. Технология литья по выжигаемым и выплавляемым моделям значительно увеличила прочность и срок эксплуатации БРС, шарнирных колен и т.д.

Также серийно выпускается емкостное оборудование. Кроме стандартных каталожных емкостей от 7 м<sup>3</sup> до 200 м<sup>3</sup>, предназначенных для хранения и транспортировки сжиженных углеводородов, нефти и нефтепродуктов, химических и технологических жидкостей, завод ПХМ осваивает производство сварных резервуаров листовой сборки до 5 000 м<sup>3</sup>, а также изготовление резервуаров по индивидуальным заказам. Все емкостное оборудование проходит полный рентгеновский контроль, соответствуя самым высоким стандартам качества, что, в свою очередь, позволило предприятию стать оператором ОАО «Транснефть».

В 2004 г. был изготовлен опытный образец колтюбинговой установки УРАН-20.1. Опытная эксплуатация установки в течение почти полутора лет в ОАО «НК «Роснефть» — Краснодарнефтегаз» позволила освоить более десяти технологических операций и проводить в зависимости от сложности от 5 до 14 ремонтов в месяц, что обеспечило отличные экономические показатели окупаемости установки, несмотря на малый дебит скважин. Ведь работы проводились на месторождении, освоенном одним из первых в России, и реально оно истощено.

За все время работы установки не было серьезных отказов механики и гидравлики. Увеличенный радиус захода трубы, «мягкая», без рывков и ударов гидравлика позволили

In 1998 a holding was created in Voronezh in accordance with initiative of Voronezh entrepreneurs. One of the main goals of the holding was manufacturing of the equipment for the Russian oil&gas complex. At the same time SKB of coiled tubing mechanical engineering – specialized enterprise developing coiled tubing equipment – went in house of the holding.

During its activity Alexander Molchanov (professor of Russian State Gubkin Oil and Gas University) cooperated with the SKB and workers of Metallist plant (Moscow) and specialists of Rikor company – coiled tubing units of all the enterprises are being used by Russian oil and gas companies. The chief engineer from the date of SKB establishment is Mikhail Kolotiy, “a graduate” of the Russian coiled tubing school, as well as other founders of coiled tubing development and manufacturing in Russian and Belarus. By the end of 2004 Pervomaiskchimmash (Tambov region) joined the holding.

Today Pervomaiskchimmash amounts about 1500 workers.

Our conventional products – acid treatment units for bottomhole zone treatment (ANC-32/50), cementing units (AC 32) with domestic pumps, field stream mobile units (ППУА 1600/100М), well dewaxing units (АДПМ 12/150-У1), truck tanks, railroad tanks for oil products transportation, capacitance equipment, equipment for petro-chemical industry, spare parts for produced equipment and other goods.

The enterprise has high-capacity foundry. Foundry technology according to consumable and investment patterns significantly increased durability and life of BRS, swivel joints and other products.

They also have serial production of capacitance equipment. Besides standard catalog models ranging from 7 to 200 m<sup>3</sup>, designed for storage and transportation of liquefied hydrocarbons, oil and oil products, chemical and technological liquids, the factory PHM commercialize manufacturing of welded tanks up to 5 000 m<sup>3</sup>, as well as manufacturing of tanks in accordance with customer orders. All the equipment is x-ray tested and conforms to the highest quality standards, that in its turn allowed factory to be a Transneft operator.

In 2004 they made a prototype of coiled tubing unit Uran-20.1. They conducted operation testing within one and a half year with Rosneft-Krasnodarneftegaz that allowed commercializing over ten servicing jobs and conduct 5–14 operations per month depending on complication that gave excellent economic indexes of unit payback despite low production rates of wells. The services were conducted on one of the first fields in Russia, and the field is actually depleted.

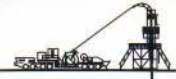
There were no serious mechanical and hydraulic equipment failures. Increased tubing bending radius, “soft” hydraulics with no kicks and impacts allowed twice increase the tubing lifetime claimed by the manufacturers.

The unit is designed to operate with wells with pressure up to 35 mPa, could operate with tubing O.D.s from 25 mm (4000 m) to 38.1 mm (up to 3000 m).

Chassis – KrAZ-63221 (6x6). All-wheel-drive vehicle allows to travel off roads. The unit is within allowable dimensions.

Hydraulic manipulator with load moment 16 tm is employed as equipment installer. Base delivery set includes:

- quad BOP;
- oilfield tool set (back valves, flushing nozzles, appliance for tubing feeding into injector head).



обеспечить увеличение срока эксплуатации трубы до 50 % от заявленного производителем.

Установка рассчитана для работы на скважинах с давлением до 35 МПа, может работать с трубами диаметром от 25 мм (4000 м) до 38,1 мм (до 3000 м).

Базовое шасси – КрАЗ-63221. Полноприводный автомобиль позволяет передвигаться в условиях бездорожья. Агрегат полностью укладывается в допустимый транспортный габарит.

В качестве установщика оборудования использован гидроманипулятор с грузовым моментом 16 тм.

В базовый комплект поставки агрегата входят:

- четырехсекционный блок превенторов;
- комплект промыслового инструмента (обратные клапаны, промывочные насадки, приспособление для заправки трубы в инжектор).

Установка прошла весь комплекс испытаний, получила разрешение на применение и сертификат соответствия, проведено одобрение типа транспортного средства.

Основными видами ремонтов, освоенных кубанцами на установке «УРАН-20.1», являются промывка песчаных пробок; расхаживание прихватов НКТ методом дренирования; подготовка скважин и намыв кварцевого песка (противопесочный фильтр); установка цементных мостов; ремонтно-изоляционные работы водонабухающими полимерами; промывка горизонтальных трубопроводов (коллекторов сбора нефти); кислотная обработка призабойной зоны.

На сегодняшний день изготовлены еще 2 установки с аналогичными характеристиками. При их производстве были учтены замечания к опытному образцу. Основная цель при производстве установок этого класса — максимум надежности при снижении себестоимости. В целом производственные мощности (с учетом 2-х профильных заводов) и ряда активов позволяют выпускать до 15 агрегатов в год.

В СКБ колтюбингового машиностроения трудится 20 человек, и это позволяет нам не стоять на месте. При этом наша стратегия – не догонять кого-то, а активно сотрудничая с нефтегазовыми компаниями, искать новые формы оборудования, может быть, даже гибридного, сочетающего в себе несколько технологических агрегатов. Главной задачей для нас в данный момент является максимальная эффективность использования научно-технического потенциала в интересах заказчика. Мы приглашаем к сотрудничеству и партнерству все нефтегазодобывающие и сервисные предприятия и готовы проводить разработку и внедрение новых идей и технологий.

Будущее нефтегазовой отрасли — в широком использовании колтюбинга. И ставка должна делаться на комплексы, предназначенные для решения конкретных задач.

Общезвестно, что практически все предприятия выводят из своей структуры подразделения сервиса на «вольные хлеба». Причем износ основных фондов сервисных предприятий местами достигает до 70 %. Выделение из тела материнской компании подразумевает отсутствие уверенности в постоянном объеме заказов, что совершенно не стимулирует к вложению средств в приобретение новой техники. Постоянный же ремонт и отказы старой замыкают этот безрадостный круг.

И сегодня мы готовы предложить объединение своих возможностей в области поставки нефтепромыслового оборудования с опытом сервисных компаний в рамках создания совместных предприятий. Снижая издержки на содержание и ремонт парка спецтехники, мы совместно сможем обеспечить конкурентные цены по сравнению с существующими сервисными гигантами. Наша цель – создание отечественной сервисной компании, способной обеспечивать высокое качество проводимых работ при разумных ценах. И способ ее достижения — это объединение.

The unit passed the entire testing, received application permission and certificate of conformance, approved as a means of transport type.

The general type of servicing, commercialized by Kuban workers with the unit Uran-20.1, is sand plug flushing, CT sticking reciprocation with drainage, well preparation and inwash of quartz sand, cement bridge installation, servicing and isolation activities with water swelling polymers, flushing of horizontal pipelines (oil manifolds), acid treatment of bottomhole formation zones.

Today two units with similar properties are manufactured. These units have been manufactured using prototype remarks. The main purpose for the manufacturing of this unit class is maximum reliability at cost price reduction. In general, factory production facilities (taking into account 2 specialized factories) and assets allow manufacturing within the range 10–15 units per year.

SKB of coiled tubing manufacturing employs 20 people, and this allows not standing still. Our strategy is not to chase anyone, but actively cooperating with oil and gas companies to seek for new equipment configurations, probably even hybrid equipment that combines multiple technological units. The primal aim at the time is to achieve maximum possible use of scientific and technical potential for the sake of our customers. We invite for cooperation and partnership all oil and gas producing and servicing companies and are ready to research and implement new ideas and technologies.

Future of oilfield technology is in wide use of coiled tubing technologies. And we should concentrate on complexes that are purpose built for specific tasks.

It is wide known that almost all the companies are forcing servicing departments to make money. By the way, the wearout of fixed capital stock sometimes hits 70 % mark. Separation from associated company means lack of confidence in constant volume of orders and is not inspiring to invest money in new equipment. Constant servicing and failures of old equipment finish the circle.

Today we are ready to offer joining of our capabilities in supply of oilfield equipment with companies experience to render services within the frames of creation of joint ventures. Reducing maintenance cost for special equipment fleet, together we could provide competitive prices comparing with existing servicing giants. Our purpose is to create domestic servicing company that would be capable to provide high quality of servicing at reasonable prices. And integration is the way to achieve this.

Уран-20.1  
Uran-20.1





# ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ПРИМЕНЕНИЯ ТЕЛЕСИСТЕМЫ ЗТС-42ННКТ ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ

В.П. Чупров,  
В.Н. Даниленко,  
Всероссийский научно-исследовательский  
и проектно-конструкторский институт  
геофизических исследований  
геологоразведочных скважин  
(ОАО НПП «ВНИИГИС»)

V.P.Chuprov,  
V.N.Danilenko  
VNIIGIS

## EXPERIENCE OF DEVELOPMENT AND USE OF TELEMETRY SYSTEM 3TS-42NNKT FOR COILED TUBING DRILLING

За рубежом интенсивно развиваются технологии исследований, капитального ремонта и бурения скважин на непрерывных насосно-компрессорных трубах (колтюбинг). В России эти технологии широко применяются при капитальном ремонте скважин и практически не используются при бурении ввиду отсутствия отечественных колтюбинговых установок, оснащенных отечественными забойными телеметрическими системами для управления процессом колтюбингового бурения.

Попытку создать отечественную технологию на базе белорусской колтюбинговой установки с российскими ориентатором и забойной телеметрической системой, импортной гибкой трубой диаметром 60,3 мм, оснащенной кабельным каналом связи, предприняла АНК «Башнефть». По заказу АНК «Башнефть» телесистему ЗТС-42ННКТ для колтюбинговой технологии бурения скважин разработал и изготовил ОАО НПП «ВНИИГИС». За основу была взята забойная телеметрическая система ЗТС-42ЭМ с беспроводным электромагнитным каналом связи, разработанная ОАО НПП «ВНИИГИС» ранее. Телесистема ЗТС-42ННКТ состоит из скважинного прибора и наземного приемно-обрабатывающего комплекса. Компоновка низа бурильной колонны (КНБК) с телесистемой показана на рис. 1.

Непрерывная насоснокомпрессорная труба присоединяется к телесистеме с помощью специального соединителя. Каротажный бронированный кабель, размещенный в трубе, через узел соединения и геофизическую кабельную головку внутри него соединяется с изолированной от промывочной жидкости штангой с центраторами, которая связывает токоведущую жилу кабеля с модулем измерения и телеметрии МИТ (вторым проводом служит корпус). МИТ обеспечивает измерение азимута, зенитного угла, угла положения отклонителя, температуры, интегрального уровня вибраций и интенсивности естественного гамма-излучения (ГК) и передачу этой информации на наземный приемно-обрабатывающий комплекс по кабелю. Погрешность измерения зенитного угла —  $\pm 0,1^\circ$ , азимута —  $\pm 1,5^\circ$ . МИТ сверху и снизу удален от магнитных масс за счет стальных нержавеющей диамагнитных труб длиной по 3 м.

Переводник — электрический разделитель отделяет низ КНБК от корпуса телесистемы, электрическая связь МИТ с низом КНБК осуществляется также через штангу в нижней диамагнитной трубе.

Ниже разделителя расположен гидравлический ориентатор разработки ООО «НСЛ» (г. Уфа) для вращения забойного отклонителя по командам сверху посредством манипуляций с гидравлическим давлением.

Для измерения угла положения отклонителя ниже ориентатора размещен модуль измерения угла положения отклонителя МИПО. Датчик угла положения отклонителя выполнен также на интегральных акселерометрах, имеет автономное питание (достаточное для непрерывной работы в течение 600 часов).

Abroad there is extensive activity aimed at development of research technologies, workover and well drilling with coiled tubing. In Russia these technologies have been widely used in well workover and almost have no use in well drilling because of absence of domestic coiled tubing units equipped with domestic downhole telemetry systems for drilling control.

An attempt to make domestic technology based on Byelorussian coiled tubing unit with Russian orienter and downhole telemetry system, 60.3 O.D. foreign tubing with cable installed has been undertaken by Bashneft. In accordance with Bashneft request, VNIIGIS developed and manufactured a telemetry system 3TS-42NNKT for coiled tubing drilling. As a basis they took downhole telemetry system 3TS-42EM with cordless electromagnetic communication link, earlier developed by VNIIGIS. The telemetry system 3TS-42NNKT comprises downhole appliance and surface receiving-processing unit. The BHA with telemetry system is shown on fig.1.

The coiled tubing is connected to telemetry system with special connector. The logging armored cable, located inside tubing, via connector assembly and logging cable head inside it, connects isolated from flushing fluid rod with centrators, that connects power cable with measuring and telemetry module MTM (the housing is used as a second conductor). MTM provides measurement of azimuth, zenith angle, angle of whipstock locating, temperature, integral vibration level and natural gamma-radiation and transmits of all the information to the surface receiving-processing unit via cable. Precision of zenith angle is  $\pm 0,1^\circ$ , azimuth —  $\pm 1,5^\circ$ . MTM is located away from up and down from magnetic masses with steel stainless diamagnetic tubing 3 meter long.

Sub, an electric separator, that divides top of BHA from telemetry system housing, electric connection of MTM with lower part of BHA is effected via rod in lower diamagnetic tubing.

Below separator there is installed hydraulic orienter of NSL (Ufa) for rotation of downhole whipstock in accordance with orders give from above by means of hydraulic pressure.

In order to measure whipstock position angle, below orientor there is located a WAMU whipstock angle measuring unit. The sensor of the whipstock location angle is based on integral accelerometers, has self-contained power supply (for continuous operation for 600 hours). Information on location of rotating whipstock driven by hydraulic orienter with WAMU via electromagnetic link is transmitted to main telemetry system (MTM) and from this system with a stream of other data to the surface.

The spindle axle of downhole whipstock (displacement motor D-95) above bit is installed above-bit module NDM-ME, also with electromagnetic communication link with main telemetry system. The module measures axial load on bit, bit RPM, pressure inside string, pressure in annular space,

Информация о положении вращаемого гидравлическим ориентатором отклонителя с МИПО по беспроводному электромагнитному каналу связи передается на материнскую телесистему (на МИТ) и от нее в потоке других данных — на поверхность.

На вал шпинделя забойного отклонителя (объемный двигатель Д-95) сразу над долотом устанавливается наддолотный модуль НДМ-ЭМ, также с беспроводным электромагнитным каналом связи с материнской телесистемой. Модуль измеряет осевую нагрузку на долото, частоту вращения долота, давление внутри колонны, давление в затрубье, по которым при необходимости

можно вычислять дифференциальное давление и строить диаграмму как показатель контакта долота с породой или пластового давления. Автономное питание в наддолотном модуле рассчитано на 300 часов. Внешний вид модуля показан на рис. 2. Наддолотный модуль имеет минимально возможную длину (0,5 м) и диаметр, равный диаметру вала объемного двигателя (92 мм), а также отверстие для прохода промывочной жидкости. Изначально модуль разрабатывался для телесистемы ЗТС-42ЭМ с беспроводным электромагнитным каналом связи и имеет (см. рис. 2) 4 модификации по комплексу измеряемых параметров, в том числе ГК, который весьма эффективен для геонавигации и применялся при точном вскрытии продуктивных пластов. Разрабатывается пятая модификация модуля.

Наземный приемно-обрабатывающий комплекс имеет много общего с аналогичным телесистемы ЗТС-42ЭМ. Сигнал от скважинного прибора принимается устройством сопряжения УСО, фильтруется, усиливается, декодируется, формируется и подается на Notebook. Обработанные данные отображаются на дисплее в привычном для оператора виде, а ГК — в виде диаграмм. Все данные, поступающие с забоя, записываются в память компьютера.

Сначала телесистема ЗТС-42ННКТ была опробована на обычном буровом инструменте при бурении бокового ствола. Затем она прошла производственные испытания при бурении колтубингом бокового ствола скважины № 1619Г Асяновской площади в марте 2004 года, где был набран угол 91°, и уже в штатном режиме бурились сква-

when necessary one may calculate the differential pressure and draw chart as an indicator of bit interaction with rock or formation pressure.

Self-contained power supply in above-bit module is rated for 300 hours. Module is shown on fig.2. The above-bit module has minimum possible length (0.5 m) and diameter equal axle diameter of displacement motor (92 mm) and also a hole for flushing fluid flow. Initially the module has been developed for telemetry system ЗТС-42ЭМ with cordless electromagnetic communication link and has (fig. 2) 4 modifications in ac-

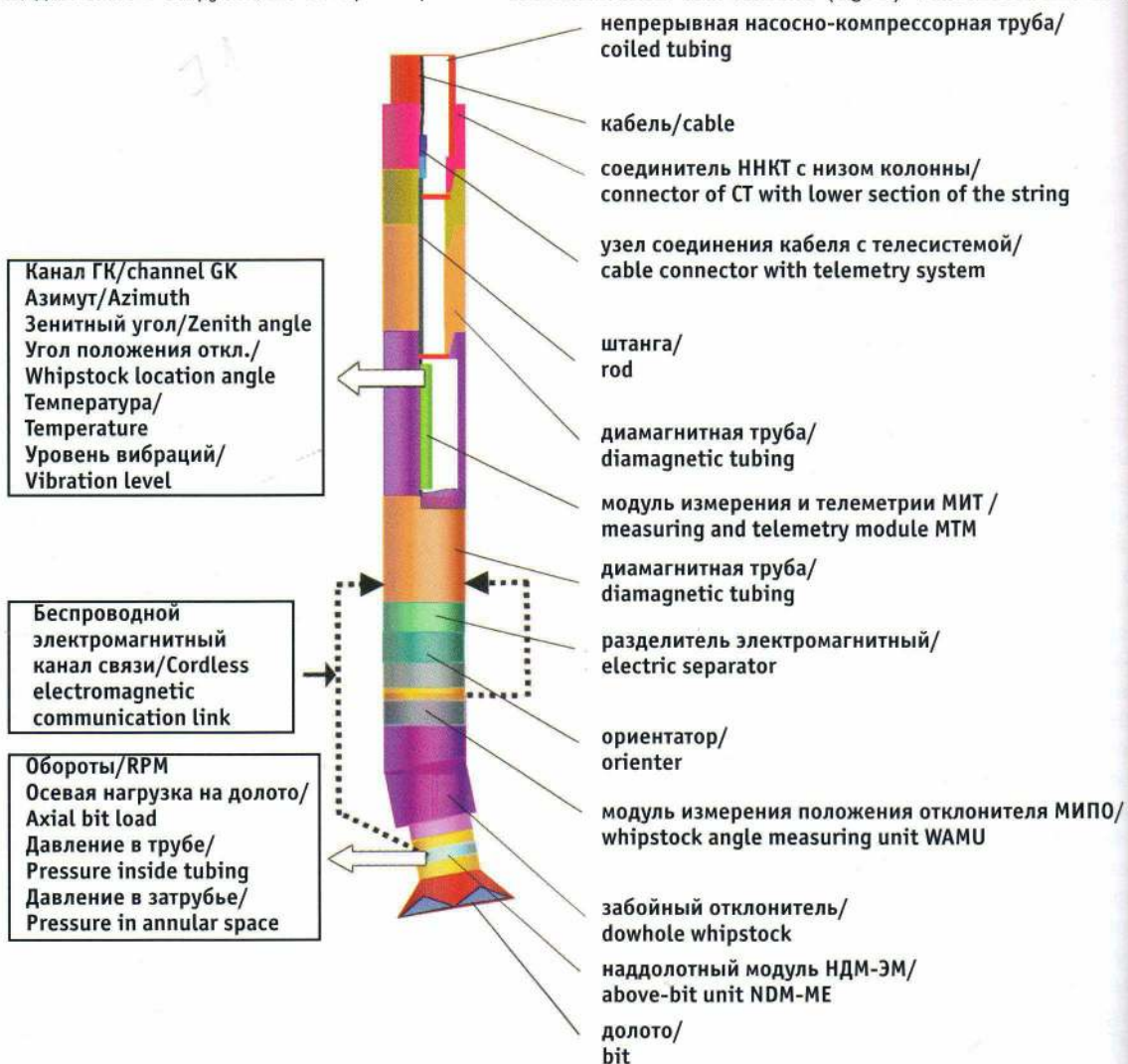


Рис. 1. Телесистема ЗТС-42 ННКТ для колтубинговой технологии бурения скважин

Fig. 1. Telemetry system 3TS-42 NTKT for CT drilling

cordance with range of measurements as well as GK, that is very effective for geological navigation and is used for precise development of pay zones. At this time they develop 5-th modification of the module.

The surface receiving-processing module has a lot in common with similar system ЗТС-42ЭМ. The signal from downhole tools is accepted with interface unit УСО, is being filtered, amplified, decoded, formed and headed to Notebook. The processed data is shown on the screen in usual way, and GK — as a chart. All the info that comes from bottomhole is stored in computer memory.

First telemetry system ЗТС-42ННКТ has been tested with conventional drilling tool when drilling a lateral hole.

Afterwards they used it in industrial testing when coiled tubing drilling of lateral hole of well No.1619G of Асяновск area in March of 2004, when they made an angle of 91, and in normal mode they drilled well No.5224 and multibore well



жины № 5224 и многостволка 5222/23 Югомашевской площади. Бурение велось на депрессии на азириванном азотом облегченном растворе. Все данные от телесистемы с забоя, отображаемые на компьютере, были чрезвычайно важны и востребованы. По ним регулировалась депрессия на пласт, режим бурения, осуществлялось управление траекторией. Телесистема получилась весьма надежной и живучей, она выдержала два полета с устья на забой, была в прихватах. Надежность наддолотного модуля также была доказана.

Запуск сложной колтюбинговой технологии был трудным и долгим, трудно далась отработка гидравлического ориентатора, с которым было связано множество спуско-подъемов, в результате чего труба изнасилась. Было принято решение о разработке электромеханического ориентатора, который к настоящему времени уже готов к скважинным испытаниям, а ВНИИГИС заказана разработка телесистемы, способной работать как с гидравлическим, так и с электромеханическим ориентатором. Дальнейшая судьба проекта зависит от продолжения финансирования.

ОАО НПП «ВНИИГИС» помимо систем, предназначенных для проводки скважин, обладает и технологией проведения геофизических исследований скважин (ГИС) с использованием колтюбинговой установки, оснащенной каротажным кабелем. Комплекс ГИС под названием АМК-НН-50 включает в себя боковой каротаж в интегральной или сканирующей модификации, волновой акустический каротаж, гамма-каротаж и нейтронный гамма-каротаж в интегральной или спектрометрической модификации, нейтронный каротаж, литоплотностной гамма-гамма-каротаж, термометрию, резистивиметрию и кавернометрию. Для исключения аварийных ситуаций спуск данного комплекса на забой осуществляется в сопровождении датчика осевой нагрузки, измеряющего усилие на конце колтюбинговой трубы в скважине, и системы «Дефектоскоп-колтюбинг» (разработки ЗАО НПП «ГИТАС»), обеспечивающей контроль технического состояния колтюбинговой трубы при ее работе на скважине.



Рис. 2. Общий вид наддолотного модуля Модификации наддолотного модуля по измеряемым параметрам:

- 1) зенитный угол, частота вращения долота, уровень вибраций;
- 2) давление внутри инструмента, затрубное давление, осевая нагрузка на долото, частота вращения долота;
- 3) то же для колтюбинга;
- 4) ГК, КС;
- 5) разрабатывается: ГК (пространственно ориентированный), зенитный угол, частота вращения долота

Fig. 2. The general view of above-bit module Modification of above-bit module according to measuring parameters:

- 1) zenith angle, but RPM, vibration;
- 2) pressure inside tool, annular pressure, axial bit load, bit RPM;
- 3) same for coiled tubing;
- 4) GK, KS;
- 5) under development: GK (spatially oriented), zenith angle, bit RPM.

5222/23 of Yugomashevski area. They maintained underbalanced drilling with lightened drilling mud aerated with nitrogen. All the data from telemetry system from the bottomhole were shown on PC, they were very important and demanded. In accordance with the information they adjusted underbalanced conditions, drilling mode, adjusted drilling trajectory.

Telemetry system was very reliable and stable, it survived after two falls from wellhead to bottomhole, and was in sticking footprints. The reliability of above-bit module has also been proven.

The launch of complicated coiled tubing technology was difficult and long, the debugging of hydraulic orienter was also difficult, that resulted in many RIN and POOH operations, as a result the tubing has been worn-out. They made a decision to develop electro-mechanical orienter, which was ready to present time for down-hole testing and VNIIGIS ordered development of telemetry system, capable of operation with hydraulic and electro-mechanical orienter. A further project life depends on its funding.

VNIIGIS besides system designed for well making possesses technology for well logging with coiled tubing unit equipped with logging cable. The system GIS, called АМК-НН-50 comprises side logging in integral and scanning models, wave acoustic logging, gamma-ray logging and neutron logging in integral and spectrometric models, neutron logging, formation density litho gamma-gamma logging, thermometry, resistivity measurements and caliper measurement. In order to avoid emergency cases the RIN of the system is effected along with sensor of axial load, that measures load on the end of CT inside well, and system defectoscope-coiled tubing (developed by GITAS), that provides control of technical condition of coiled tubing when working with well.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Чупров, В.П. Телесистема для колтюбингового бурения / В.П. Чупров, А.В. Бельков, А.А. Бикинеев и др. // Бурение и нефть. 2004, май. — С. 38.
2. Чупров, В.П. Измерения параметров в процессе бурения вблизи от долота / В.П. Чупров, А.В. Бельков, А.А. Бикинеев и др. // Бурение и нефть. 2004, июнь. — С. 22–23.
3. Иванов, В.Я. Аппаратурно-программный комплекс «Надир» для оперативного контроля и управления режимом проводки скважин при колтюбинговом бурении / В.Я. Иванов, Г.А. Бунин, А.Ш. Юлдашбаев и др. // НТВ «Каротажник». — Вып.111–112. — Тверь: Изд. АИС, 2003.
3. Даниленко, В.Н. Технология и аппаратура «Дефектоскоп-колтюбинг» для контроля технического состояния длинномерной безмуфтовой трубы / В.Н. Даниленко, В.В. Голушко, В.И. Шамшин // Время колтюбинга. — № 10, 2004.

## LITERATURE

1. Chuprov, V.P. Telemetry system for coiled tubing drilling / V.P. Chuprov, A.V. Belkov, A.A. Bikinev and others / Burenie i neft. 2004, May, p 38
2. Chuprov, V.P. Measuring characteristics when drilling near bit / V.P. Chuprov, A.V. Belkov, A.A. Bikinev and others / Burenie i neft. 2004, June. — P. 22–23
3. Ivanov V.Y. System NADIR for operative control of well making mode for coiled tubing drilling / V.Y. Ivanov, G.A. Bunin, A.S. Yldashbaev and others / Karotazhnik. — Issue 111–112. — Tver: AIS, 2003.
4. Danilenko, V.N. Technology and equipment "Defectoscope-coiled tubing" for coiled tubing condition control / V.N. Danilenko, V.V. Golushko, V.I. Shamshyn / Coiled tubing times. — No.10, 2004.



# ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ НАДУВНОЙ ПАКЕР COILFLATE – РЕШЕНИЕ ДЛЯ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТОВ

## Schlumberger

Стюарт Вилсон,  
Технический директор.  
Станислав Заграничный,  
Инженер по реализации услуг.

Stuart Wilson,  
Technical director.  
Stanislav Zagranichny,  
Sales engineer.

## INFLATABLE PACKER COILFLATE – FOR COILED TUBING TECHNOLOGIES

Гидравлические надувные пакеры используются уже многие годы для селективной обработки пластов в нефтегазовых скважинах. К сожалению, степень надежности таких пакеров при высоких температурах и давлениях, а также при повышенной агрессивности среды до сих пор оставалась довольно низкой.

Изоляция зон в сложных скважинных условиях всегда представляла собой сложную проблему, которая теперь может успешно решаться с помощью разработки компании «Шлюмберге» — надувного пакера CoilFLATE\*, спускаемого через НКТ.

Фирменная марка CoilFLATE\* является общей для линейки надувных пакеров, которая включает в себя:

– CoilFLATE\* HPHT — пакер для работы в условиях высоких температур и давлений с одним якорным устройством, однопроводный, однократного расширения, с возможностью извлечения или оставления в скважине после отсоединения;

– CoilFLATE\* ST — надувной сдвоенный пакер, который за один спуск может использоваться для изоляции нескольких заданных интервалов (запускается в серийное производство в конце текущего года).

Стандартная компоновка включает в себя:

- коннектор для соединения с верхней частью колонны гибких НКТ;
- узел головки двигателя, состоящий из обратных клапанов с двойными заслонками и разъединительного устройства, управляемого шаровым гидравлическим клапаном;
- датчик глубины, используемый при операциях, требующих точного контроля глубины. В таком варианте компоновка спускается с локатором муфт, что позволяет передавать в режиме реального времени данные, аналогичные стандартному ЛМ-каротажу, обеспечивая точную привязку по глубине места установки пакера;
- циркуляционный / надувной инструмент, используемый для проведения циркуляции в процессе спуска компоновки в скважину, а также для операции расширения пакера;
- пакерующий элемент, после расширения и посадки которого создается изоляция между горизонтами;
- универсальный клапан, включающий в себя простой выжимной переводник, регулировкой которого достигается точный контроль расширения пакерующего элемента.

Наружный диаметр всей компоновки в сборе составляет 2<sup>1</sup>/<sub>8</sub> дюйма, поэтому она может проходить через трубы всех размеров с наружным диаметром большим 2<sup>7</sup>/<sub>8</sub> дюйма. Впечатляет то, что CoilFLATE\* HPHT может расширяться более чем в 3 раза по отношению к своему номинальному наружному диаметру и может расширяться в обсадной колонне диаметром 7<sup>5</sup>/<sub>8</sub> дюйма. Температура системы — до 375 F, или 192 °C, так что система может работать в скважинах с высокой температурой.

Одной из наиболее важных характеристик пакерующих устройств является максимальное дифференциальное давление, которое способен выдерживать пакер. Чем больше коэффициент расширения, тем более высокое дифференциальное давление может выдерживать пакер. Например, при коэффициенте расширения 2 : 1 в скважинах с хвостовиком 5 дюймов и менее пакер сможет выдерживать давление более 6000 psi, а в скважинах, требующих расширения 3 : 1, пакер будет выдерживать давление более 2000 psi.

Наконец, еще одним параметром пакера, важным для многих

For years inflatable packers have been used to isolate individual zones for treatment. Unfortunately, conventional inflates have been limited in their reliability and ability to operate under extremes of temperature and pressure and in harsh chemical environments.

Setting in harsh wellbore environments with regards to HPHT applications and chemically aggressive environments, has long been a major industry wide problematic area and this is where CoilFLATE\* is in a league of it's own and can offer operators a unique thru-tubing solution.

The name CoilFLATE\* is the family name and within this consists :

– CoilFLATE\* HPHT the single anchoring packer which is a single set, single time run inflatable that has the option of being retrieved or disconnected and left downhole.

– CoilFLATE\* ST which is due for commercialization later this year, is the inflatable straddle system that can be multi-set for completing several treatments within the same run .

The standard BHA typically consists of a :

- Coiled Tubing connector, for connecting to the above CT string;
- motor Head assembly consisting of the dual flapper check valves and hydraulic ball operated disconnect;
- for depth critical applications where the option is to run with a wireless Casing Collar Locator (CCL) (known as DepthLOG) where real-time signals are able to be received at surface with the same output as with a standard CCL, depth is able to be correlated prior to setting the packer;
- a component called a Circulate/Inflate Orifice Tool (CIOT) is used for circulation whilst running the tool in the well and also for inflation of the packer;
- packer element section is next in the tool string, which is the component that actually inflates and creates the isolation between zones;
- a Universal valve (UV) that consists of a simple pump out sub that can be varied to control the inflation pressure accurately.

The complete tool-string is 2<sup>1</sup>/<sub>8</sub>" outside diameter (OD) that can run through all sizes of tubing above 2<sup>7</sup>/<sub>8</sub>" OD tubing, however what is very impressive is that the CoilFLATE\* element can inflate over 3 times its' original OD and can inflate into 7<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" OD casing. The temperature of the system is rated to 375 °F or 192 °C, so can cover very high temperature wells.

One of the most important parameters when dealing with packers, is the maximum differential pressure that the packer can withstand. The smaller the expansion ratio the more differential pressure the packer can be subjected to- for example with 2 to 1 expansion ratio, such as in wells with 5" liners and below, the packer can withstand over 6000psi, and in wells which require 3 to 1 expansion ratios, the packer can still withstand over 2000 psi.

Finally, another important aspect in the packer operational design is for wells with small minimum restriction sizes- that the packer can run through and more importantly be retrieved through. Post treatment and following deflation of the packer



Рис. 1. В основе работы пакера CoiLFLATE лежат передовые технологии «Шлюмберже», обеспечивающие высокий коэффициент расширения

Fig. 1. The CoiLFLATE packer relies on advanced Schlumberger Technology, allowing high expansion ratios

типов операций, является минимальный диаметр для спуска и, что еще более важно, — для извлечения пакера. После окончания обработки и сдутия пакера он может быть легко извлечен при наличии сужений до 2,205 дюйма, причем для этого требуется незначительное усилие на колонну кольтюбинга.

Компоненты системы:

- механизм наполнения, регулирующийся срезными шпильками или разрывными мембранами;
- термостойкий расширяющийся корпус (элемент пакера), состоящий из набора тонких накладывающихся металлических пластин, которые предотвращают сжатие камеры и фиксируют пакер на стенке обсадной колонны, обеспечивая надежную работу пакера без проскальзывания для достижения высоких дифференциальных давлений выше и ниже него;
- система крепления корпуса для обеспечения единообразного ровного наполнения и максимально возможной герметизации и фиксации пакера;
- внешний герметизирующий состав для изоляции давления выше и ниже пакера;
- усиленные пластины корпуса, высокопрочная система крепления корпуса, композитная камера и химически устойчивый герметизирующий состав, поддерживающие пакер в наполненном и зафиксированном состоянии.

Изоляционная система CoiLFLATE\* HPHT состоит из специально подогнанных компонентов; компоновка может включать пакер для кислотной обработки пласта или ГРП, пакер для цементирования или пакер-пробку для отсечения поступления воды или газа. В верхнюю компоновку, комплектуемую в соответствии с конкретной задачей, входят несколько видов инструментов гидравлического и механического разъединения с двунаправленными запорными клапанами и без них.

Точность наполнения и максимально эффективную работу пакера контролирует компьютерная программа Inflate Advisor\*, которая используется для прогнозирования соответствующих гидравлических условий в скважине. Рассчитывается выбор срезных шпилек и рекомендованное давление и процедура установки. Для полного понимания скважинных условий моделируются такие параметры, как падение давления на спускаемой компоновке, температура, данные по трубе кольтюбинга и эксплуатационной колонне, флюидам и геометрии ствола.

collapses to quite readily and can easily be retrieved through tight restrictions as small as 2.205", with very little overpull applied on the CT.

The system is made up of the following key elements:

- deflation mechanism set by shear screws or burst discs;
- a heat-treated tapered-slat carcass (packer element) consisting of an array of thin, overlapping metal strips that prevent extrusion of the bladder and anchor the packer to the casing wall, providing reliable non-slip performance, for high differential pressures from treatments above or below the packer;
- a Carcass Restraint System (CRS) for ensuring a uniform smooth inflation for maximum sealing and anchoring of the packer;
- an external outer sealing compound for pressure isolation above and below the packer;
- tapered heavy-duty slats, a high-strength carcass restraint system, a composite bladder, and a chemically resistant seal compound keep the packer inflated, sealed, and anchored in place.

The CoiLFLATE\* HPHT isolation suite offers customized components; the assembly can be dressed as an acidizing or fracturing treatment packer, as a cement retainer, or as a bridge plug for water or gas shutoff. The upper tool string is chosen according to the specific job objective, and several types of hydraulic or mechanical disconnect tools with and without bidirectional check valves are included.

Precise inflation and maximum packer performance are governed by a computer-based optimization program, Inflate Advisor, which is used to predict relevant downhole hydraulic conditions. Shear screw selection and the recommended setting pressure and procedure are calculated. Parameters such as pressure drop across the running assembly, temperature, CT and production tubing data, fluid information, and wellbore geometry are simulated to provide the operator with a clear understanding of existing downhole conditions.

The tapered slats in the tool body (carcass) allow narrow sections near the end of the packer to provide the required load-bearing cross section, while the wider sections provide the necessary extrusion barrier and coverage for the infla-

Пластины корпуса инструмента позволяют узким участкам в концевой части пакера обеспечивать необходимую несущую нагрузку в сечении, а более широкие участки обеспечивают необходимое препятствие для сжатия камеры наполнения и ее защиты. Система крепления корпуса, включающая внутреннюю деформационную муфту, обеспечивает постоянную осевую нагрузку на пластины в процессе наполнения, что создает напряжение на пакере для обеспечения поступательного наполнения от центра к концевым частям. Наполнение от центра к краям исключает риск неравномерного наполнения, не давая концевым частям пакерного элемента наполняться в первую очередь. Такой пакер CoilFLATE\* HPHT может наполняться различными флюидами: водой, соевым раствором, дизельным топливом, метанолом.

Запатентованные пакерные и эластомерные элементы устойчивы к воздействию сероводорода (H<sub>2</sub>S), двуокиси углерода и других химических элементов. Стальные детали были заменены усиленными компонентами из сплава на никелированной основе для устойчивости к H<sub>2</sub>S. Для уменьшения осевой нагрузки в камере из композитного эластомера используются углеродные нити, что позволяет пакерному контуру свободно расширяться.

Пакер может использоваться для выполнения различных операций, которые условно можно разделить на три типа. Во-первых, в качестве мостовой пробки (постоянной или извлекаемой) при консервации скважины или для защиты зоны перфорации при проведении гидроразрыва вышележащих горизонтов, причем после спуска эксплуатационной колонны НКТ пакер может быть извлечен на поверхность. Во-вторых, как цементировочный фонарь при закачке цемента через пакер в пространство ниже него при тампонажных работах и установке цементных мостов, и в-третьих, для временной изоляции при проведении тех или иных работ со спуском и извлечением пакера за один спуско-подъем колонны кольтюбинга, например при операциях по интенсификации пласта или ремонтно-изоляционных работах, а также при опробовании скважины со спуском глубинных манометров.

Конструктивные особенности позволяют, таким образом, решить задачи, связанные с селективной обработкой или изоляцией отдельных горизонтов. В частности — проблему водопритока в нефтескважине в средней зоне перфораций без глушения скважины и воздействия на верхнюю и нижнюю зоны.

Совсем недавно технология изоляции горизонтов через гибкие НКТ с применением гидравлических пакеров была совмещена с технологией CoilFLATE\* HPHT для реализации такого решения на практике. Сдвоенные пакеры CoilFLATE HPHT использовались для проведения необходимой изоляции среднего горизонта (с установкой выше и ниже нужного горизонта) и перекрытия каналов притока воды. Кроме экономии значительных средств ввиду отсутствия необходимости применения буровой установки и подъема эксплуатационной колонны последующий каротаж показал значительное уменьшение обводненности — до 70% — в изолированном горизонте.

Скважина на протяжении предыдущих нескольких лет давала стабильно высокий объем продукции, при этом за период 2001–2003 гг. обводненность увеличилась в три раза. Исходя из конструкции скважины параметры предстоящего ремонта требовали, во-первых, применить инструменты для скважин малого диаметра из-за ограничений по размеру колонны НКТ, и во-вторых, достичь высокого коэффициента расширения пакера из-за большого внутреннего диаметра эксплуатационной колонны. Такие требования предопределили применение гидравлического анкерного пакера CoilFLATE\* HPHT с малым внешним диаметром и высоким коэффициентом расширения в сочетании с ремонт-

tion bladder. A carcass restraint system (CRS), containing an internal crush sleeve, imposes a constant axial load on the slats during inflation that creates tension on the packer to ensure progressive inflation from the center toward both ends. This center-out inflation prevents end sections of the packer element from inflating first, eliminating the risk of uneven inflation. The CoilFLATE\* HPHT packer can be inflated with a range of CT fluids such as water, brine, diesel, or methanol.

Proprietary elastomer and packer elements are resistant to hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S), carbon dioxide, and other chemicals. Steel parts have been replaced with nickel-based high-strength alloy components for H<sub>2</sub>S compatibility. The composite elastomer bladder uses carbon fibers to eliminate axial strain and allows the packer circumference to expand freely.

Packer operations can be divided into 3 separate type of applications. Firstly as a Bridge plug that can be both permanent and retrievable for abandonments and also temporary for protecting perforations whilst fracturing zones above and can be retrieved back to surface after the production tubing was run.

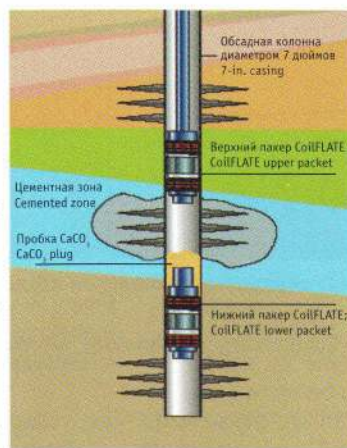
Secondly as a cement retainer for pumping cement through and below the packer for cement squeezes and cement plugs, and thirdly as a treating packer which is a temporary application where the packer is set and retrieved in the same Coiled tubing run, for stimulation and water shut-off jobs as well as for well-testing with hanging-off downhole gauges.

The designed features of the packer, thus, allow to find the solutions for selective treatment or isolation of the zones. Particularly, it is no possible to isolate the water influx in the middle zone of perforated interval without well killing and consequent potential damage of the top and bottom oil-bearing zones.

The coiled-tubing-run zonal isolation techniques utilizing through-tubing inflatable packers have been recently combined with the use of CoilFLATE\* HPHT technology for a such application. Tandem CoilFLATE HPHT packers were used to obtain a required middle zone isolation (set above and below the zone of interest) to shutoff unwanted water production from the target zone. In addition to significant savings by eliminating the need for a workover rig and retrieving the production tubing, postjob wireline logs showed significant 70% reduction in water cut from the target zone.

The well for many years had been maintaining a significant steady oil production, however water cut was seen to increase over three times between 2001 and the end of 2003. The completion on the particular well, firstly, required the use of slim downhole tools with a limited outside diameter because of the production tubing restrictions, and secondly required a high expansion ratio due to the large inside diameter of the production casing. These considerations resulted in the selection of the CoilFLATE\* HPHT inflatable anchoring packer, with its slimhole OD and high expansion ratio, in conjunction with SqueezeCRETE\* remedial cement, which was to be pumped at the required high differential squeeze pressure through and below the CoilFLATE\* HPHT packer.

An objective was defined to temporarily set two single inflatable packers to straddle and isolate a selected middle zone, squeeze-off the zone with cement, retrieve the packer assemblies, and produce from the original upper and lower oil producing zones. A tubing-cutter slickline run was performed



**Рис. 2. Спаренные пакеры CoilFLATE HPHT были установлены для изоляции зоны водопровявлений с высоким давлением**

**Fig. 2. Tandem CoilFLATE HPHT packers were set to isolate a hard-to-control water-producing zone in which high pressure was an issue**

ным цементом SqueezeCRETE\*, закачиваемым под необходимым высоким дифференциальным давлением через пакер CoilFLATE\* HPHT и ниже него.

Было определено, что требуется установить два одиночных гидравлических пакера для разобщения и изоляции выбранного среднего горизонта, перекрыть горизонт цементом, поднять пакерные компоновки и продолжать добычу из верхнего и нижнего нефтеносных горизонтов. До спуска колонны колтюбинга был произведен спуск трубореза на канате, в результате чего 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub>-дюймовый посадочный ниппель был отрезан и сброшен в зумпф. Затем был произведен спуск колонны колтюбинга с посадочными инструментами с использованием забойной компоновки КНБК с внешним диаметром 2,125 дюйма до места нахождения верхней части посадочного ниппеля. Глубина спуска была скорректирована в соответствии с глубиной каната.

На глубине спуска на колонну колтюбинга была поставлена метка с целью максимальной точной глубинной корреляции для следующего спуска. Проверка последовательности операций по посадке пакера с помощью посадочных механизмов была проведена при текущих забойных давлении и температуре, как при моделировании. Планировалось, что сначала будет проведено испытание прибора циркуляционным/надувным инструментом (CIOT) для обеспечения того, чтобы клапан закрывался при прогнозируемом поверхностном давлении, а затем после подтвержденного закрытия CIOT поверхностное давление будет постепенно повышаться до достижения давления открытия универсального клапана (UV). Последовательная активизация CIOT началась с увеличения давления циркуляции и расхода жидкости до достижения смоделированного уровня. Потом закачка была приостановлена, а CIOT закрыт, таким образом ограничив дальнейшую внешнюю циркуляцию. Давление постепенно повышалось до достижения predetermined давления открытия универсального клапана (UV), одновременно наблюдалось резкое падение поверхностного давления.

После подъема на поверхность CIOT был демонтирован и проверен, при этом было отмечено, что срезные шпильки были срезаны в соответствии с расчетами, что подтверждает закрытие CIOT и открытие универсального клапана при расчетном дебите и давлении.

После тестирования и корреляции был осуществлен спуск нижнего пакера-пробки CoilFLATE на колонне колтюбинга до достижения глубины установки, где была размещена средняя часть уплотнительного элемента путем корреляции с меткой на колонне колтюбинга. Устьевое давление было стравлено до значения начального давления притока. Последовательность закрытия CIOT была соблюдена в соответствии с испытаниями, а затем началось наполнение пакерного элемента. После начала наполнения, что видно по некоторому увеличению веса колонны колтюбинга, на пакер была приложена уменьшенная нагрузка, чтобы избежать чрезмерного напряжения на начальных этапах наполнения. Процесс наполнения пакера продолжился до достижения конечного давления наполнения. На этом этапе давление резко упало, означая открытие универсального клапана и достижение давления наполнения, рассчитанного на максимальную герметизацию и посадку пакера. Была проведена окончательная проверка заполнения и посадки пакера путем приложения к нему дополнительной нагрузки. Натяжение колонны колтюбинга было приложено к пакеру до достижения величины активизации механизма разъединительной муфты. Раствор карбоната кальция был закачен через колтюбинг и размещен над пакером; затем колонна была поднята на поверхность.

prior to the Coiled Tubing (CT) run, whereby the 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub>" landing nipple was cut and dropped into the rat hole. Next a CT pre-packer run with the setting tools was performed using a 2.125-in. OD BHA (bottomhole assembly) where the top of the dropped landing nipple was tagged. The coiled tubing depth was corrected according to the slickline depth.

At the setting depth, the CT string was flagged to give as accurate as possible depth correlation for the next run. A job sequence test was carried out to confirm the bottomhole pressure and temperature with the setting tool mechanisms as simulated. Initially, a test would be performed on the Circulate/Inflate Orifice Tool (CIOT) to ensure that the valve would close at the predicted surface pressure, and secondly, following that the confirmed CIOT closure, the surface pressure would be steadily increased until reaching the Universal Valve

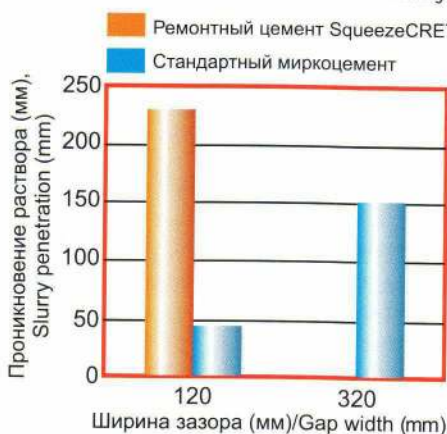
(UV) opening pressure. The CIOT-activation sequence commenced by increasing the circulating pressure and flow rate until the simulated amount was reached. Pumping was then halted while the CIOT closed, thus restricting further external circulation. The pressure was gradually increased until reaching the pre-selected UV opening pressure; where a sharp fall in surface pressure was observed.

Once at surface, the CIOT was disassembled and inspected and it was noted that the shear screws were sheared as expected confirming the CIOT closure and UV opening at the designed rate and pressures.

After the completion of testing and correlation, the first CoilFLATE\* HPHT packer was deployed as a bridge plug. The CT was run-in-hole until reaching the setting depth, where the middle of the sealing element was positioned at the setting depth by correlating against the drift run

flag on the CT string. The wellhead pressure was bled-off to the initial flowing value. The CIOT closing sequence was followed as per test run and inflation packer element commenced. Once the packer element had commenced inflation, as seen a slight increase in the CT weight, slack-off weight was applied to the packer to ensure no excessive tension was applied during final inflation stages. The packer inflation sequence continued where the pressure inside the coil was built up in stages until reaching final inflation pressure. At this point the pressure dropped suddenly indicating the opening UV and an inflation pressure designed to maximized sealing and anchoring of the A final test was carried out by setting down further weight on the packer confirming full inflation and positive anchoring. Overpull the CT was applied to the packer until reaching the shear rating on the mechanical tensile disconnect. A calcium carbonate solution circulated through the CT and placed on the packer; the CT was then pulled-out-of-to surface.

The well was shut in overnight to allow calcium carbonate to properly settle on top the set packer. Prior to running the second packer, slickline was run into the well to that the fishing neck was sufficiently covered with calcium carbonate. The slickline tagged at a higher up depth, indicating that the packer fishing neck was indeed adequately covered. From the given fracturing pressure utilizing a 1.5" CT-string capacity in order reach a positive injection pressure, a large hydrostatic head would be created immediately when the higher density cement had entered CT. Therefore, the total cement volume required accurate calculation so that the formation withstand the increased hydrostatic pressure without exceeding the fracturing pressure.



**Рис. 3. Ремонтный цемент SqueezeCRETE использовался для более глубокого проникновения в существующую зону перфорации**

**Fig. 3. SqueezeCRETE\* technology cement was used for deeper penetration into the existing perforated section.**

Скважина была заглушена на ночь, чтобы раствор мог осесть на пакере. До спуска второго пакера в скважину спустили канат, чтобы проверить достаточность покрытия раствором ловильной шейки. Канат достиг отметки на меньшей глубине, показывая, что ловильная шейка достаточно покрыта раствором. При расчетах от данного значения давления ГРП, используя колтубинг диаметром 1,5 дюйма для достижения положительного давления нагнетания, при закачке в колтубинг цемента более высокой плотности немедленно создается большое гидростатическое давление. Следовательно, требовалось точно подсчитать общий объем цемента, чтобы пласт выдержал возросшее гидростатическое давление, не превышая давления ГРП.

Таким образом, получили предлагаемый объем и состав цементного раствора:

- 3 барреля цемента SqueezeCRETE\* плотностью 14 фунтов на галлон;
- 3 барреля цемента класса G плотностью 15,8 фунтов на галлон;
- 3,5 барреля воды плотностью 8,34 фунтов на галлон.

Когда цемент вышел из КНБК и, соответственно, началась закачка между двоянных пакеров, требовалось тщательно следить за дифференциальным давлением. Была достигнута хорошая скорость закачки в пласт, и весь объем цемента был вытеснен из колонны колтубинга.

После закачки последнего барреля цемента в пласт верхний пакер был успешно сорван путем приложения значительного натяжения с поверхности и на КНБК, достаточного для срабатывания гидравлического давления в элементе пакера. После короткого периода ожидания, позволяющего пакерному элементу CoilFLATE\* HPHT полностью опорожниться, а наружному уплотнению — отойти от стенки обсадной колонны, пакер был поднят через НКТ и посадочный ниппель диаметром 2,75 дюйма без значительной силы натяжения. Была проведена очистка ствола над нижним пакером, в процессе которой карбонат кальция и излишки цемента были обработаны кислотой и вынесены на поверхность. При подъеме нижний пакер получил разрыв и был спущен в зумпф, чтобы обеспечить поступление полного притока из нижних горизонтов.

Через пять дней получения продукции из верхнего и нижнего горизонтов в скважине был проведен каротаж профиля притока, который подтвердил, что поступление воды из верхнего горизонта сократилось на 70 %.

Для ремонтно-изоляционных работ на этой скважине был выбран цемент SqueezeCRETE\* — смесь для ремонтного цементирования, состоящая из микроцемента, порошкообразной добавки, снижающих водоотдачу, и диспергатора. Обладающая способностью проникновения в зазоры шириной до 120 микрон, высокой прочностью на сжатие и низкой проницаемостью система SqueezeCRETE\* — это потенциальное изоляционное решение, если оказывается невозможным достичь необходимой величины нагнетания при использовании традиционных цементных растворов. Данный раствор применяется для перекрытия интервалов перфорации, которые не воспринимают обычные цементы, и повышения эффективности проникновения и закачки.

Добавление сервиса CoilFLATE\* HPHT к существующему спектру услуг является еще одним шагом в развитии технологии колтубинга и делает ее основным способом изоляции горизонтов посредством колтубинга, доступным для заказчиков. Применение данной технологии позволяет осуществлять эффективную изоляцию в различных условиях и тогда, когда точная, избирательная закачка флюида является залогом успеха проекта.

Proposed slurry thus became:

- 3 bbl SqueezeCRETE\* cement at 14 ppg;
- 3 bbl Class G cement at 15.8 ppg;
- 3.5 bbl water at 8.34 ppg.

When the cement had exited the BHA and was therefore now being injected/squeezed between the tandem packers, it was essential to closely monitor the differential pressures. A good injection rate into the formation was achieved, and all of the cement was displaced from the CT.

Subsequent to squeezing the final cement barrel into the formation, the upper packer was successfully deflated by applying significant surface tension and effective downhole overpull sufficient to shear the deflation grooves. After a short standby interval in order for the CoilFLATE\* HPHT packer element to fully deflate and for the outer seal to retract from the casing wall, the packer was pulled out through the tubing and the 2.75" landing nipple without significant overpull weight. A wellbore cleanout was performed above the lower packer whereby the calcium carbonate and excess cement was acidized and cleaned-out to surface. The lower packer was ruptured on the retrieval run and was pushed down into the well rat

hole allowing full production again from the lower zones.

Following five days full well production from the upper and lower zones, a production logging test revealed that 70 % water production from the top layer had been eliminated.

The cement selected for use in this well was SqueezeCRETE\*, a remedial cementing solution composed of a microcement, one of several particulate fluid-loss additives, and a dispersant. With its ability to penetrate gap widths as small as 120 microns in addition to high compressive strength and low permeability, the SqueezeCRETE\* system is a potential solution to isolation when it is not possible to achieve good injection with conventional slurries. This slurry is used to shut-off perforation zones that will not accept conventional cements, and to improve penetration and placement.

The CoilFLATE\* HPHT addition to the existing range of services further extends the evolution of CT technology to the point of becoming the main through-tubing zonal isolation method for operators. Its capability of effective isolation in a broad range of applications in which highly accurate, selective fluid placement is proving essential to project success.



Рис. 4. Оптимизированные компоненты элемента пакера CoilFLATE HPHT

Fig. 4. Optimized components of the CoilFLATE HPHT packer element

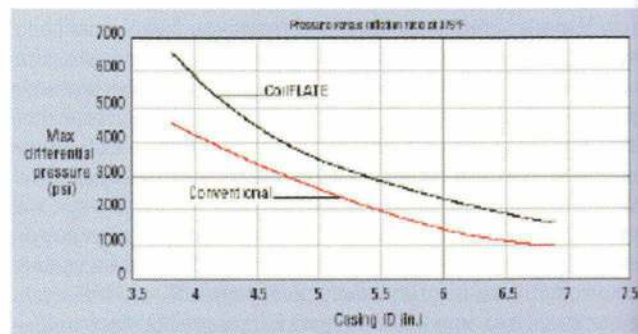


Рис. 5. График, показывающий максимальный переход пакера CoilFLATE HPHT при изменении внутреннего диаметра обсадной трубы в сравнении с традиционными пакерами.

Fig. 5. Graph showing the maximum differential of the CoilFLATE HPHT packer at varying casing internal diameters (ID), compared to available conventional packers.



В условиях меняющегося мира некоторые могут сказать, что этот материал нужен не больше, чем прошлогодний снег. Однако мы полагаем, что о колтюбинговом бурении российским читателям известно сравнительно немного. А успехи этого направления на Аляске очевидны. Поэтому мы решили воспользоваться возможностью публикации этого материала, любезно предоставленной нам журналом «Петролеум Ньюз» (Анкоридж, Аляска).

In the context of the changing world they may say, that this article is as important here, as snows of yesterday. However, it is assumed that our readers in Russia have lack of information about coiled tubing drilling. And in Alaska CT drilling showed good results. That's why we decided to publish this material, kindly provided by the Petroleum News (Anchorage, Alaska).

## BP УСТАНОВЛИВАЕТ РЕКОРД МИРОВОЙ РЕКОРД В НИАКУКЕ; ТЕХНОЛОГИЯ ПОЗВОЛЯЕТ БУРИТЬ БОКОВЫЕ СТВОЛЫ ДО 4000 ФУТОВ

Кристен Нельсон,  
главный редактор «Петролеум Ньюз»

Kristen Nelson,  
Petroleum News Editor-in-Chief

## BP SETS RECORD SETS CTD WORLD RECORD AT NIAKUK; TECHNOLOGY MAY ALLOW SIDETRACKS TO 4,000 FEET

«BP Эксплорейшн» (Аляска) год назад установила рекорды бурения на Северном Склоне Аляски с технологиями, предназначенными для разработки месторождений, запасы нефти на которых невелики и которые часто являются удаленными от инфраструктуры. Эти технологии разработаны для добычи нефти более холодной и вязкой, чем обычная сырая нефть Склона.

Члены буровой группы BP Аляски в беседе 28 сентября 2004 г. с «Петролеум Ньюз» рассказали о разработке программы бурения в компании, последних буровых рекордах и технологии, которая является для компании ведущей.

Гари Кристман, менеджер по скважинам и бурению BP Аляски, рассказал о том, что буровое подразделение, состоящее из 129 сотрудников, наблюдает за 2000 скважинами BP на Северном Склоне Аляски и использует 8 установок: 5 роторных буровых, две колтюбинговые буровые и одну роторную установку для капитального ремонта скважин.

«В портфолио BP мы являемся третьей наиболее активной организацией, которая занимается бурением и скважинами по всему миру, — заявил Кристман, — после Аргентины и Ловер 48». BP ожидает увидеть рост уровня активности с предполагаемыми «достаточно постоянными за последние 5 лет» затратами капитала на Аляске, после чего компания надеется включить в свои планы бурение на Бьюфорт Си Либерти и разработку газа.

В дополнение к тому, что оно является «хорошей и устойчивой частью очень важной работы для BP», эксплуатационное бурение на Северном Склоне Аляски было «инкубатором технологий» для корпорации в течение долгого времени. Кристман отметил, что новые технологии, разработанные на Северном Склоне, продолжают совершенствоваться, в особенности — колтюбинговое бурение и использование многоствольного бокового бурения для доступа к вязкой нефти месторождений с извлекаемыми запасами (с настоящей технологией) в 1,6 млрд баррелей.

Он сказал: «Колтюбинговое бурение было взято из идеи и возродилось... в технологии, которая стала ключевой частью нашего портфолио».

Технология, разработанная на Аляске, применяется в других операциях и помогает выполнению работ на Аляске. «Мы продолжаем показывать улучшения в производительности год за годом посредством эффективного использования новых технологий, а также методик бурения и заканчивания наших скважин», — сказал Кристман.

«Таким образом, эффективность наших капитальных вложений, вопреки тому факту, что мы стремимся разраба-

BP Exploration (Alaska) last year set development drilling records on Alaska's North Slope with technologies targeted at oil accumulations that are smaller and often farther from infrastructure, and with technologies developed to aid in production of viscous oil, which is colder and thicker than the slope's conventional crude, and doesn't flow as readily.

Members of BP's Alaska drilling group talked with Petroleum News Sept. 28 about the company's development drilling program, the recent drilling records and about the technology that is driving the company's program.

Gary Christman, BP's Alaska drilling and wells manager, said the 129-person drilling organization monitors some 2000 wells BP has on the North Slope and keeps eight rigs busy: five rotary rigs, two coiled tubing drilling rigs and one rotary workover rig.

"Within the BP portfolio we're the third most active drilling and wells organization worldwide", Christman said, behind Argentina and the Lower 48. BP expects to see that level of activity continue, with capital spending in Alaska expected to be "pretty steady over the next five years", after which the company hopes to see drilling at its Beaufort Sea Liberty prospect, and gas development.

In addition to being a "good, steady piece of very important work for BP", North Slope development drilling has also been "a technology incubator" for the corporation over the years, Christman said. New technologies have been developed on the North Slope, and continue to be refined, he said, noting in particular coiled tubing drilling, and the use of multi-lateral drilling to access viscous oil, with recoverable reserves (with current technology) of 1.6 billion barrels.

He said coiled tubing drilling was "taken from an idea and germinated... into a technology that's a key part of our portfolio".

Technology developed in Alaska is exported to other operations, but also helps Alaska. "We continue to show year-on-year performance improvements through the effective use of new technologies, as well as the techniques that we employ in the drilling and completion of our wells", Christman said.

"So our capital efficiency, despite the fact that we're going after smaller and smaller accumulations of oil, tends to be flat or improving on an annual basis, so performance improvement has been on, and remains on, a good trend for continuation".

The measures BP uses to compare Alaska's operation to the company's other business units include: number of days to drill

тывать месторождения со все меньшими и меньшими запасами нефти, имеет тенденцию к устойчивости или же ежегодно повышается».

Критерии, которые использует ВР для сравнения работ на Аляске с работами, выполняемыми другими подразделениями компании, включают: количество дней для бурения 10000 футов; количество добавленных запасов на 1 млн долларов инвестиций; использованный капитал на 1 тыс. баррелей в день; количество дней для заканчивания скважины; количество дней для ввода скважины в эксплуатацию после ее завершения.

## КОЛТЮБИНГОВОЕ БУРЕНИЕ ИГРАЕТ ГЛАВНУЮ РОЛЬ

Колтюбинговое бурение играет главную роль в усилиях ВР, направленных на осуществление добычи на месторождениях Северного Склона «с максимально возможной эффективностью извлечения наибольшего количества нефти из стареющих месторождений», — заявил старший инженер по колтюбинговому бурению компании ВР Марк О. Джонсон.

ВР установила рекорд колтюбингового бурения на месторождении Ниакук в марте прошлого года. «Мы пробурили 17500 футов, что явилось мировым рекордом для колтюбинга», — сказал Марк О. Джонсон.

Колтюбинг был впервые использован для бурения на Аляске в 1993–94 гг., и за эти 10 лет была разработана технология, используемая для репозиционирования забоя, когда начальная скважина была истощена.

15000-футовая труба устанавливается на барабан, спускается в существующую скважину «с долотом и двигателем на конце» и используется для забуривания бокового канала из существующей скважины, — рассказал Джонсон. Боковые стволы обычно горизонтальные, длиной от 2000 до 2500 футов.

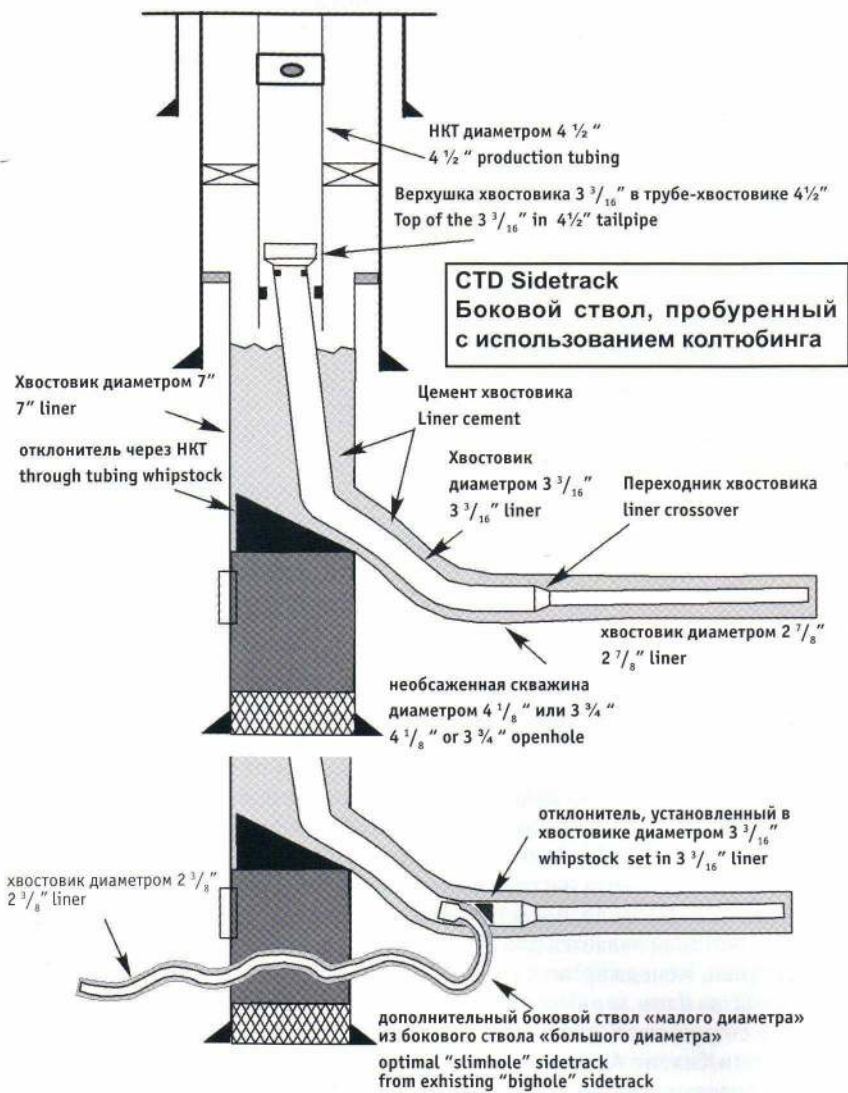
Затраты на колтюбинговое бурение ниже, чем на традиционное, и оно позволяет бурильщикам попасть в «спрятанные карманы с нефтью при более низких затратах, чем альтернативные методы», отметил Джонсон.

## ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИННОГО ТРАКТОРА

ВР работает над улучшением технологии колтюбингового бурения, чтобы получить возможность бурить более длинные горизонтальные участки — до 4000 футов, и испытывает скважинный трактор, который поможет тянуть забойную компоновку.

КНБК длиной около 100 футов является буровым окончанием колтюбинговой трубы и включает в себя долото, двигатель и прочие инструменты.

Двигатель КНБК, расположенный за долотом, вращает его посредством прокачиваемой через него жидкости. «Но нужно



## ОСНОВНОЙ БОКОВОЙ СТВОЛ / THE BASIC SIDETRACK

### Основа/Parent

- НКТ диаметром 4 1/2" / 4 1/2" production tubing
- хвостовик диаметром 7" / 7" liner

### Предварительные работы / Pre rig

- Установка скважинного отклонителя 4 1/2" x 7" / Set 4 1/2" x 7" whipstock
- Закачивание цемента под давлением для ликвидации перфорации / Squeeze cement to abandon perfs

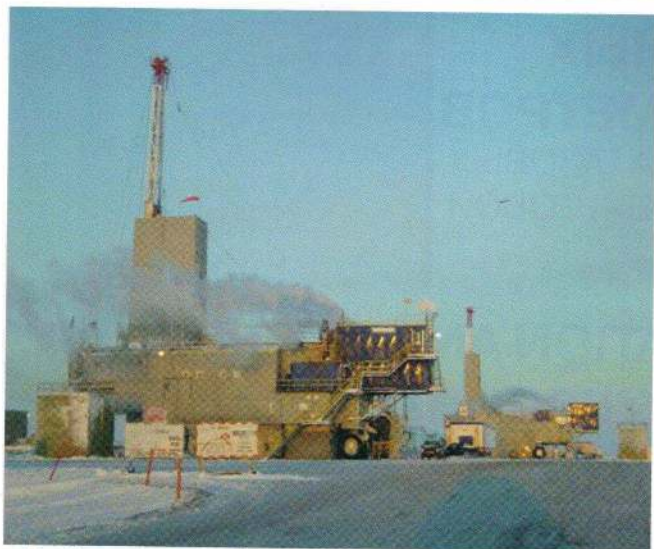
### Колтюбинговое бурение / CTD

- Фрезерование окна / Mill window
- Бурение / Drill
  - бицентрично 3 3/4" или 4 1/8" / 3 3/4" or 4 1/8" bicenter
  - общая интенсивность отклонения ствола скважины 45° / 45° DLS common
  - буровая ксантановая жидкость / Xanthan drilling fluid
- Спуск хвостовика 3 3/16" x 2 7/8" и цементирование / Run 3 3/16" x 2 7/8" liner & cmt
- Компенсированный нейтронный каротаж и перфорация / Log CNL & Perforate

10,000 feet; reserves added per million dollars of investment; capital employed per thousand barrels of oil a day; number of days to complete a well; and number of days to put a well on production after it has been completed.

## COILED TUBING DRILLING PLAYS MAJOR ROLE

Coiled tubing drilling plays a major role in BP's efforts to produce its North Slope fields "as efficiently as possible and get the most oil out of those mature fields", said BP senior coiled tubing drilling engineer Mark O. Johnson.



Две буровые колтюбинговые установки  
2 CT Drilling Rigs

иметь вес» за долотом, говорит Джонсон, и ограничением колтюбингового бурения является тот факт, что нельзя прикладывать сильное толкающее усилие к 15000-футовой колтюбинговой трубе, «это примерно как заталкивать лапшу».

Если невозможно толкать, то можно тянуть, и BP испытывает оборудование, именуемое трактором, целью которого является тянуть трубу, для увеличения протяженности горизонтальных стволов, которые могут быть пробурены длиной свыше 4000 футов.

Трактор устанавливается на КНБК непосредственно за двигателем. Длина трактора составляет 22 фута, диаметр — около трех дюймов; он имеет ручки, на которых выдвигаются колеса для схватывания за ствол, который уже пробурен, оказывая на трубу тяговое усилие.

«Трактор испытан в двух скважинах с обнадеживающими результатами, но пока он определенно находится на стадии испытаний», — отметил Джонсон.

BP пока не может сказать, заработает ли это решение, «и это как раз является тем, что мы постоянно должны делать с колтюбинговым бурением: брать новую идею и тестировать. Если работает — использовать ее. Если нет, пробовать что-то другое».

## НАИБОЛЕЕ РАЗВИТЫЙ УЧАСТОК ИССЛЕДОВАНИЙ BP

Аляска представляет собой наиболее развитый участок исследований BP по использованию колтюбингового бурения «на регулярной основе и улучшая его», отметил Джонсон. BP пробурила более 50 боковых стволов за год при помощи колтюбинга и имеет две установки, находящиеся в работе.

Большая часть бурения боковых стволов колтюбингом проводится на Прадхоу Бей, но одна из установок в настоящий момент работает на Купарук Ривер, компания выполнила также операции колтюбингового бурения в Эндикоте, Майлн Пойнте, Лисбурне, Пойнт МакИнтайре и Ниакуке.

Опыт колтюбингового бурения на Аляске BP распространила по всему миру, говорит Джонсон, последний успешный буровой проект — на газ на месторождении Саха в Шарже (ОАЭ).

«Разрабатываемая здесь технология очень успешно применяется BP там, и это дает идеи, которые используются нами и помогают нашей программе».

*Иллюстративный материал для статьи предоставлен Марком О. Джонсоном, BP, Аляска  
«Петролеум Ньюз», Часть 9, № 41, Октябрь 10, 2004*

BP set a coiled tubing drilling record at the Niakuk field last March: "We drilled to 17,500 feet, which was a world record with coil," he said.

Coiled tubing was first used for drilling in Alaska in 1993-94, and the technology, used to reposition the bottomhole of a well where the original well has petered out, has been developed over those 10 years.

A 15,000-foot tube is put on a reel and snaked into an existing well "with a bit and a motor on the bottom of it" and used to sidetrack out of an existing well bore to a new bottomhole location, Johnson said. The sidetracks are usually horizontal, and are in the 2,000 to 2,500 foot range.

Coiled tubing drilling costs less than rotary drilling, Johnson said, and allows drillers to get "to trapped pockets of oil at a lower cost than alternative methods."

## DOWNHOLE TRACTOR TRIALS

BP is trying to improve on coiled tubing drilling technology so that it can drill longer horizontal sections with coil, perhaps up to 4,000 feet Johnson said, and is testing a downhole tractor that will help pull the drilling bottomhole assembly.

A bottomhole assembly, some 100 feet in length, is the drilling end of the coiled tubing and includes the bit, a motor and other tools (see illustration of Baker Inteq bottomhole assembly).

A bottomhole assembly has a motor behind the bit that turns the bit by pumping fluids through it, "but you have to have weight" behind the bit, Johnson said, and the limitation of coiled tubing drilling is that you can't push that hard on the 15,000-foot coiled tubing, "it's kind of like pushing a noodle".

If you can't push, you can pull, and BP is testing a tool called a tractor, designed to pull the coil at the end, with the goal of extending the length of horizontal sidetracks that can be drilled to as much as 4,000 feet.

The tractor is added to the bottomhole assembly just behind the motor. The tractor is about 22 feet long (see illustration) and about three inches in diameter, and has arms that extend wheels out to grab onto the hole that has been drilled, pulling the coiled tubing along.

The tractor has "been tested now in two wells with encouraging results, but it's definitely in the testing phase", Johnson said.

BP doesn't know yet if this will work, "and this is what we have to do with coiled tubing drilling all the time: we come up with an idea and we test it. If it works, we run with it. If it doesn't, then we go on to something else".

## LEADING EDGE FOR BP

Alaska represents the leading edge at BP in using coiled tubing drilling "on a regular basis and improving it", Johnson said. BP has drilled more than 50 sidetracks a year with coiled tubing drilling, and has two rigs in continuous operation, he said.

The majority of the coiled tubing drilling sidetracks are at Prudhoe Bay, but one of the rigs is currently working in the Kuparuk River unit, and the company has also done coiled tubing drilling at Endicott, Milne Point, Lisburne, Point McIntyre and Niakuk.

BP's Alaska coiled tubing drilling experience is also being shared around the world, Johnson said, with a recent successful gas drilling project at the Sajaa field in Sharjah in the United Arab Emirates.

"Technology developed here is being used there by BP and very successfully, and they're feeding back ideas to us that we're using and they're helping our program".

*The pictures for the article are provided by Mark O. Johnson, BP, Alaska*

*Petroleum News, Vol. 9, No. 41, Week of October 10, 2004*



# РАСЧЕТ И ОЦЕНКА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ПРОМЫВКЕ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК НА ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ

М.А. Юсупходжаев,  
Д.Ю. Семигласов,  
М.В. Галкин  
(РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)

M.A. Yusupkhodzhaev,  
D.Y. Semiglasov,  
M.V. Galkin  
(Russian state oil and gas university  
named after I.M.Gubkin)

## CALCULATION AND ESTIMATION OF MAIN TECHNOLOGICAL PROPERTIES

### WHILE FLUSHING SAND PLUGS OF GAS WELLS WITH COILED TUBING TECHNOLOGY

Эксплуатация слабоустойчивых коллекторов приводит к разрушению призабойной зоны пласта и образованию на забое и в стволе скважины песчаных пробок.

Одним из способов решения сложившейся проблемы является промывка песчаных пробок. Осуществление данной операции в кратчайшие сроки возможно благодаря использованию колтубинговой технологии.

Эффективность, а также минимизация сроков промывки скважин зависят от точного моделирования процесса, обоснованного выбора промывочных жидкостей и оборудования.

В качестве промывочной жидкости возможно использование неьютоновских жидкостей, аэрированных жидкостей и пен. Два последних промывочных агента являются дисперсными системами и различаются расходным объемным газосодержанием. При  $\beta < 0,6$  система является аэрированной жидкостью, при  $0,6 < \beta < 0,96$  — пеной. Важное преимущество используемых промывочных агентов — повышенная несущая способность, возникающая за счет стабильности дисперсной структуры. Стабильность структуры промывочного агента зависит от его температуры, и поэтому возможны случаи деструкции в результате перегрева агента в стволе скважины тепловым потоком.

На кафедре нефтегазовой и подземной гидромеханики РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина разработана методика расчета движения газожидкостных смесей по стволу скважины, которая позволяет учитывать внешнее тепловое поле. В основе методики — фундаментальные законы сохранения массы, импульса и энергии. Для случая, когда  $\beta < 0,18$  (аэрированная жидкость), можно написать следующую систему уравнений:

Для нисходящего потока (труба): (две фазы)  
For downstream (tubing): (two phases)

$$\frac{dP_T}{dz} = \frac{F_2 \frac{\partial F_3}{\partial T} - F_4 \frac{\partial F_1}{\partial T}}{\frac{\partial F_3}{\partial T} \left( \frac{\partial F_1}{\partial P} + 1 \right) - \frac{\partial F_1}{\partial T} \frac{\partial F_3}{\partial P}}$$

$$\frac{dT_T}{dz} = \frac{F_4 - \frac{\partial F_3}{\partial P} \frac{dP_T}{dz}}{\frac{\partial F_3}{\partial T}}$$

The operation of loose reservoirs leads to destruction of bottomhole formation zone and sand plug formation in bottomhole and in well hole.

One of the ways to solve to issues is to flush the sand plugs. The fulfillment of operation in shortest terms possible is available due to coiled tubing equipment.

Efficiency, as well as term shortening of well flushing depends on precise job modeling, with thorough selection of flushing fluids and equipment.

As flushing fluid it is possible to use non-Newtonian fluids, aerated fluids and foams. The two later flushing agents are dispersed systems and differ with volumetric gas content. When  $\beta < 0,6$  the system is aerated fluid, when  $0,6 < \beta < 0,96$  it is foam. The important advantage of flushing fluids used is an enhanced carrying capacity, that arises due to stable dispersed structure. The structure stability of flushing agent depends of its temperature, that is why there are cases of destruction as a result of agent overheating inside well bore with heat flow.

The chair of oil-gas and downhole mechanics of Russian state I.M.Gubkin university developed an approach of calculation of flow of gas-fluid mixtures in wellbore, that takes into account outer thermal field. The approach is based on fundamental laws of conservation of mass, impulse and energy. When  $\beta < 0,18$  (aerated fluid) it is possible to make following combined equations:

Для восходящего потока в затрубном пространстве (три фазы)  
For upsteam in annular space (three phases)

$$\frac{dP_{зтр}}{dz} = \frac{F_6 \frac{\partial F_7}{\partial T} - F_8 \frac{\partial F_5}{\partial T}}{\frac{\partial F_7}{\partial T} \left( \frac{\partial F_5}{\partial P} + 1 \right) - \frac{\partial F_5}{\partial T} \frac{\partial F_7}{\partial P}}$$

$$\frac{dT_{зтр}}{dz} = \frac{F_8 - \frac{\partial F_7}{\partial P} \frac{dP_{зтр}}{dz}}{\frac{\partial F_7}{\partial T}}$$



где:  
where:  $F_1 = \rho_{cm} v_{cm}^2 = \frac{G_{cm}^2}{S_{тр}^2 \rho_{cm}}$

$$F_5 = \rho_{cm} v_{cm}^2 = \frac{G_{cm}^2}{S_{зтр}^2 \rho_{cm}}$$

$$F_2 = \rho_{cm} g - \frac{\lambda_{mp}}{2d_B} \cdot F_1$$

$$F_6 = \rho_{cm} g + \frac{\lambda_{зmp}}{2(d_{нкг} - d_{кг})} \cdot F_5$$

$$F_3 = \rho_{cm} v_{cm} \left( h_{cm,mp} + \frac{v_{cm}^2}{2} \right) = \frac{G_{cm}}{S_{тр}} \left[ h_{cm,тр} + \frac{F_1}{2\rho_{cm}} \right]$$

$$F_7 = \rho_{cm} v_{cm} \left( h_{cm,зmp} + \frac{v_{cm}^2}{2} \right) = \frac{G_{cm}}{S_{зтр}} \left[ h_{cm,тр} + \frac{F_5}{2\rho_{cm}} \right]$$

$$h_{cm,тр} = T(C_{гx} + C_{ж(1-x)}) + P \left[ \frac{x}{\rho_g} + \frac{1-x}{\rho_{ж}} \right]$$

где  $x$  – массовое газосодержание в трубе  
where  $x$  – mass gas content in tubing

$$h_{cm,зтр} = T(C_{гx} + C_{чf} + C_{ж(1-x-f)}) + P \left[ \frac{x}{\rho_g} + \frac{f}{\rho_{ч}} + \frac{1-x-f}{\rho_{ж}} \right]$$

где  $x, f$  – массовые содержания газа и твердой фазы соответственно в затрубном пространстве;  $C_{г}C_{ч}C_{ж}$  – массовые теплоемкости фаз.  
where  $x, f$  – mass gas and solid phase content accordingly in annular space;  $C_{г}C_{ч}C_{ж}$  – mass phase heat capacities.

$$F_4 = G_{cm} g - \frac{4k}{d_B} (T - T_{зтр})$$

$$F_8 = G_{cm} g + \frac{4k}{d_{нкг}} (T - T_B) - \frac{4k}{d_{кг}} (T - T_{тр})$$

$$\rho_{cm} = \rho_g \cdot \beta_{тр} + \rho_{ж(1-\beta_{тр})}$$

$$\rho_{cm} = \rho_g \cdot \beta_{зmp} + \rho_{чy} + \rho_{ж(1-\beta_{зmp}-y)}$$

$$\beta_{mp} = \frac{Q_{г}}{Q_{г} + Q_{ж}}$$

$$y = \frac{Q_{ч}}{Q_{г} + Q_{ж} + Q_{ч}} \quad \beta_{зmp} = \frac{Q_{г}}{Q_{г} + Q_{ж} + Q_{ч}}$$

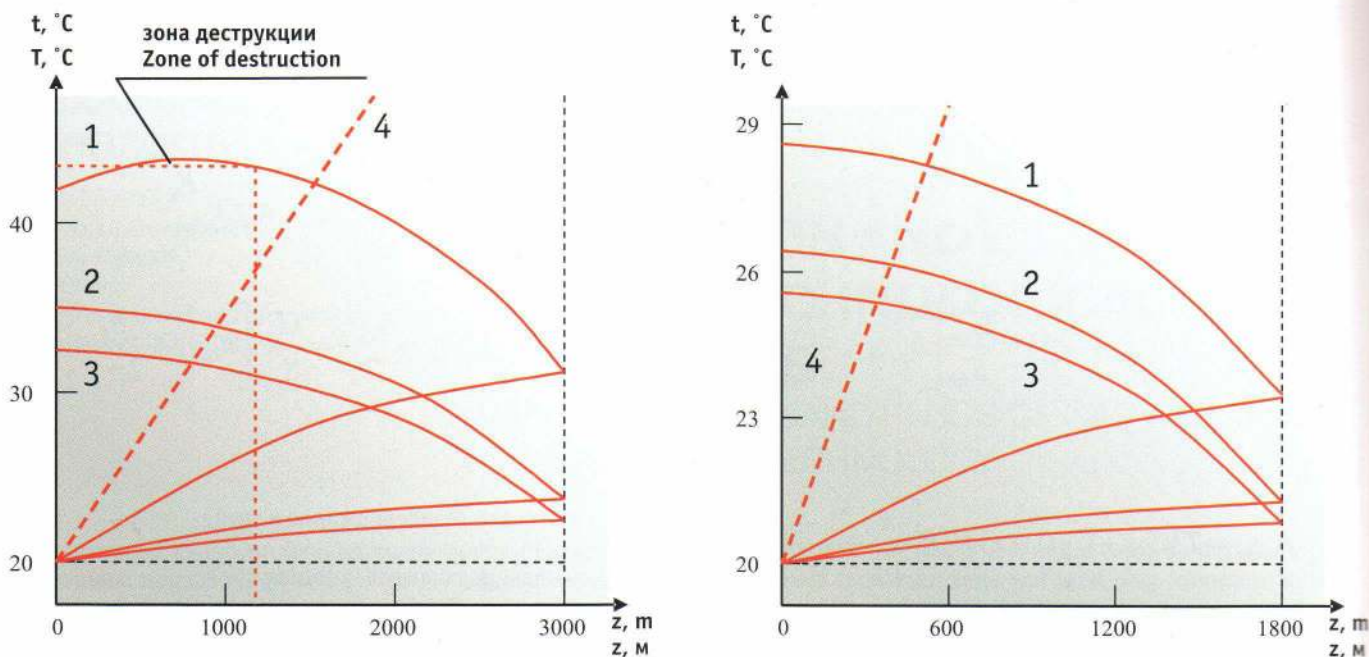
Коэффициент гидравлического сопротивления в трубе и затрубном пространстве определяется согласно [2], считая, что агент ведет себя как псевдопластическая среда. Условие выноса частиц с забоя скважины использовалось согласно [3].

The ratio of hydraulic resistance in tubing and annular space is defined according to [2], assuming that agent behaves as media with apparent viscosity. The conditions of solids carryout from bottomhole zone was used in accordance with [3].

Таким образом, решая данную систему из четырех обыкновенных дифференциальных уравнений (методом «стрельб») с заданными граничными условиями, можно получить распределения температуры, давления, объемного газосодержания и плотности смеси в трубе и затрубном пространстве. По полученным данным можно оценить применимость данной методики ( $\beta < 0,18$ ) и подобрать технологические параметры промывки скважины.

So, solving the combined equations of four conventional differential equations (shooting method) with set boundary data, it is possible to get distribution of heat, pressure, volumetric gas content and mixture density in tubing and in annular space. In accordance with obtained data it is possible to evaluate adaptability of the approach ( $\beta < 0,18$ ) and to select technological properties of well flushing.

Рис. 1. Распределение температуры в трубе и затрубном пространстве для скважин с различной глубиной  
 Fig. 1. Distribution of temperature in tubing and annular space for wells with various depths



- |   |   |   |   |
|---|---|---|---|
| 1 — $Q_{ж} = 0,0003 \text{ м}^3/\text{с}$<br>$Q_r = 0,003 \text{ м}^3/\text{с}$ | 2 — $Q_{ж} = 0,0006 \text{ м}^3/\text{с}$<br>$Q_r = 0,006 \text{ м}^3/\text{с}$ | 3 — $Q_{ж} = 0,0009 \text{ м}^3/\text{с}$<br>$Q_r = 0,009 \text{ м}^3/\text{с}$<br>( $Q_r = 0,00008 \text{ м}^3/\text{с}$ для всех) | 4 — Внешнее тепловое поле<br>$d_{\text{НКТ}} - 62 \text{ мм}$<br>$d_{\text{КГТ}} - 38,1 \text{ мм}$<br>$d_{\text{Б}} - 33,3 \text{ мм}$ |
| 1 — $Q_{ж} = 0,0003 \text{ м}^3/\text{с}$<br>$Q_r = 0,003 \text{ м}^3/\text{с}$ | 2 — $Q_{ж} = 0,0006 \text{ м}^3/\text{с}$<br>$Q_r = 0,006 \text{ м}^3/\text{с}$ | 3 — $Q_{ж} = 0,0009 \text{ м}^3/\text{с}$<br>$Q_r = 0,009 \text{ м}^3/\text{с}$<br>( $Q_r = 0,00008 \text{ м}^3/\text{с}$ for all)  | 4 — Outer thermal field<br>$d_{\text{НКТ}} - 62 \text{ мм}$<br>$d_{\text{КГТ}} - 38,1 \text{ мм}$<br>$d_{\text{Б}} - 33,3 \text{ мм}$   |

Расчеты, проведенные авторами (рис. 1), показывают, что применение данной методики расчета рекомендуется на глубоких скважинах со значительными пластовыми температурами, для скважин же небольшой глубины можно ввести условие изотермичности течения, и тогда упрощается расчетная модель.

Поскольку в условиях значительных глубин скважин и маленьких расходов промывочной жидкости возможно значительное повышение температуры агента, необходима глубокая оценка технических параметров промывки. Неучет основных параметров может привести к деструкции и потере необходимых структурных (транспортных) свойств агента.

The calculations, brought by authors (fig.1) show that application of the approach is recommended for deep wells with significant downhole temperatures, as for shallow wells it is possible to include condition of flow isothermal, and the calculation model is simplified.

As in deep well conditions and in low flow rates of flushing fluids it is possible to observe significant increase in agent temperature, it is necessary to evaluate deeply technical properties of flushing parameters. If the main parameters are not taken into account it could lead to destruction and loss of necessary main structure (carrying) agent properties.

Литература:

1. Басниев, К.С. Нефтегазовая гидромеханика : учеб. пособие для вузов / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Г.Д. Розенберг. — М.—Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2005.
2. Леонов, Е.Г. Гидромеханика в бурении : учебник для вузов / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. — М. : Недра, 1987.
3. Вайншток, С.М. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб / С.М. Вайншток, А.Г. Молчанов, В.И. Некрасов, В.И. Чернобровкин. — М. : Изд. Академии горных наук, 1999.
4. Амиян, В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Амиян, А.В. Амиян, Н.П. Васильева. — М. : Недра, 1980.

Literature:

1. Basniev, K.S. Oil and Gas hydromechanics: handbook for institutes of higher education / K.S. Basniev, N.M.Dmitriev, G.D.Rosenberg. — M. Izhevsk: Institution of computer research, 2005.
2. Leonov, E.G. Hydromechanics in drilling, handbook for institutes of higher education / E.G. Leonov, V.I. Isaev. — M.: - Nedra, 1987.
3. Vainshtock, S.M. Downhole servicing and well drilling with coiled tubing / S.M. Vainshtock, A.G. Molchanov, V.I. Nekrasov, V.I. Chernobrovkin. — M. Academy of rock science, 1999.
4. Amiyani, V.A. Development of oil and gas layers / V.A. Amiyani, A.V. Amiyani, N.P. Vasilyeva. — M.: Nedra, 1980.



**«ХАЛЛИБЕРТОН»  
РАЗРАБАТЫВАЕТ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ  
ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ ВОЗМОЖНОСТЕЙ  
РАБОТЫ НА БОЛЬШОЙ ГЛУБИНЕ**

**HALLIBURTON  
DEVELOPS NEW TECHNOLOGIES  
TO ADVANCE ULTRA DEEP WATER  
CAPABILITIES**

В Хьюстоне, штат Техас, энергетическая сервисная группа компании "Халлибертон" разработала новые технологии: колтюбинговую установку "DeepReach" и установку интенсификации добычи "DeepQuest". Они предназначены для оказания помощи при добыче трудно доступных запасов в глубинных водах. В некоторых случаях эти технологии помогут компаниям проводить работы в очень глубоких скважинах, которые невозможно было осуществить до разработки таких технологий.

В сравнении с традиционными колтюбинговыми колоннами установка DeepReach компании "Халлибертон" с коническим наружным диаметром позволяет проводить колтюбинговые работы на глубине, недоступной ранее. При использовании традиционных гибких труб длина и результирующая масса колонны, которая потребовалась бы для проведения работ на очень большой глубине, может превысить прочность колонны в верхнем крае, приводя к строгому ограничению возможностей работы на глубине. При использовании установки DeepReach два фактора, позволяющие работать на большей глубине, действуют одновременно: колонна труб легче по весу и ее конструкция сказывается на более высокой прочности верхнего края гибкой трубы. Это увеличивает возможности работы на глубине до 30 %.

Меньший вес важен на платформах, расположенных недалеко от берега, где вес строго ограничен грузоподъемностью крана и ограничениями палубного груза. Установка DeepReach помогает также увеличить безопасные пределы и способствует улучшению моделей потока в сифоне или в скорости установки колонны.

Майк Маршалл, менеджер по развитию бизнеса по внедрению в скважины, заявил: "Разработанные переходные муфты являются ключевыми компонентами в конструкции DeepReach. Эти муфты вместе с запатентованной технологией V-Block компании "Халлибертон" привели к созданию очень надежной установки". Маршалл добавил, что в настоящее время конструкция испытывают в эксплуатационных условиях и что установка поступит на рынок в первом квартале 2005 года.

Новая установка компании "Халлибертон" под названием DeepQuest включает новую утяжеленную жидкостную конструкцию, которая способствует работам по разрыву в глубоких скважинах, где необходимое давление наземного оборудования в противном случае превысило бы допустимые пределы. Это оборудование предназначено специально для глубоких пластов и глубоководной разработки месторождений, однако может также применяться при наземных операциях. Использование утяжеленной жидкости способствует достижению необходимого давления в стенке коллектора, пользуясь преимуществом гидростатического давления столба жидкости. Это особенно важно при оффшорных операциях, потому что гибкие линии с давлением более 15 000 psi просто недоступны в промышленности в настоящее время.

"Новая конструкция DeepQuest очень быстро переносит проппант и очищает скважину, плюс она также делает возможным разрыв пласта на очень большой глубине, как с экономической, так и с логической точки зрения", — заявил Вес Риттер, главный консультант по техническим вопросам, касающимся глубинных вод. "С данной конструкцией компании смогут получать выгоду при оптимальных работах в самых глубоких скважинах, которые они сейчас заканчивают".

[www.halliburton.com](http://www.halliburton.com)

**НОВЫЙ ПОЛНОСТЬЮ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ  
ТРАКТОР ДЛЯ КОЛТЮБИНГА**

**Компании Western Well Tool  
Н.Б.Мур, Western Well Tool**

Сейчас существует новая, проверенная на практике технология, которая обеспечивает подачу колтюбинговых КНБК в глубокие и горизонтальные скважины, которые ранее были недоступны при помощи традиционного колтюбинга и в скважинах с высокой степенью искривления без установленного кабеля – модель IT-470

HOUSTON, Texas – Halliburton's (NYSE: HAL) Energy Services Group has developed new technologies – DeepReachSM coiled tubing service and DeepQuestSM stimulation service – designed to assist operators with recovering harder-to-access reserves in deep water. In some cases, these technologies will help operators perform treatments on ultra deep wells that could not be performed prior to the development of these technologies.

Compared to conventional coiled tubing strings, Halliburton's DeepReach system with its tapered outside diameter permits the performance of coiled tubing work at depths unachievable before. With conventional coiled tubing, the length and resulting weight of the tubing string that would be required to perform ultra deep work may exceed the strength of the string at the upper end, imposing a strict limit on depth capability. With the DeepReach system, two factors work in unison to allow working at greater depths: the coiled tubing string is lighter in weight and its design results in greater strength at the upper end of the coiled tubing. This could result in up to 30 percent greater depth capability.

The lighter weight is important on offshore platforms where weight is strictly limited both by crane capacities and deck loading restrictions. The DeepReach system also helps to increase safety margins and allows for better flow designs in siphon or velocity string installations.

"The engineered transition joints are key components of the DeepReach system," said Mike Marshall, Intervention Business Development Manager. "These joints along with Halliburton's patented V-Block technology result in a very dependable system." Marshall added that the system is currently in field trials and should be fully commercial during the first quarter of 2005.

Halliburton's new DeepQuest service includes a new weighted fluid system that allows for fracpack and fracturing treatments on deep wells where the necessary surface treating pressures would otherwise exceed the pressure limitations of surface equipment. The technology is specifically aimed at deep shelf and deepwater field development but is also applicable in land applications. Using a weighted fluid makes it possible to achieve required treating pressure at the formation face by taking advantage of the hydrostatic pressure of the fluid column. This is especially important for offshore operations because flexible treatment lines rated at over 15,000 psi (pounds per square inch) simply are not available at this time in the industry.

"The new DeepQuest fluid system transports the proppant very effectively and cleans up well, plus it helps to make ultra deep fracpacks possible, both from an economic and logistic perspective," said Wes Ritter, senior technical advisor-Deepwater. "With this system operators can benefit from an optimized treatment on even the deepest wells they are now completing".

[www.halliburton.com](http://www.halliburton.com).

**NEW ALL-HYDRAULIC  
INTERVENTION TRACTOR  
FOR COILED TUBING CONVEYANCE**

**From Western Well Tool  
By N.B. Moore, Western Well Tool**

Now, there is a new, field-proven enabling technology that conveys coiled tubing bottomhole assemblies (BHAs) into long extended reach and horizontal wells that were previously unreachable with conventional coiled tubing and within wells with high degrees of tortuosity without the complications of e-line – the Model IT-470 All-Hydraulic Coiled Tubing Intervention Tractor developed by Western Well Tool, Inc. (WWT). It is ideally suited

ИННОВАЦИИ/NOVELTIES

— полностью гидравлический трактор для колтюбинговых операций, разработанный Western Well Tool, Inc. (WWT). Он идеально подходит для транспортировки тяжелого оборудования на колтюбинге для широкого спектра работ, включая перфорацию, каротаж, борьбу с поступлением твердых частиц, спуск и эксплуатацию экранов и кислотную обработку.

#### Мощное, последовательное тяговое усилие

Трактор производства WWT является гидравлическим, мощным, однонаправленным, многоцелевым, легко управляемым колтюбинговым инструментом, который пошагово тянет трубу или толкает КНБК. Движение достигается за счет уникального, запатентованного захватного устройства, которое гарантированно обеспечивает последовательную, непрерывную тягу в практически любой обсаженной или необсаженной среде, не повреждая обсадную колонну или пласт. Захватное устройство подстраивается под размер ствола, предотвращает скольжение и решает большинство задач, которые встречаются на пути колесных тракторов, при наличии выбуренной породы и нестандартных поверхностей внутри ствола.

#### Мощность для подачи 8.500+ фунтов

Трактора Western Well Tool доказали свою способность подачи тяжелых грузов — свыше 8.500 фунтов — более, чем другие тракторы, существующие на рынке, — и на гораздо на большие глубины, чем любые продукты, с которыми уместно сравнивать. Они изготовлены для долгосрочной службы из прочных, коррозионноустойчивых материалов и работают с большинством скважинных растворов. Возможность включения и отключения возможности работы с низким давлением обеспечивает безопасную, надежную эксплуатацию.

#### Мировые рекорды глубин

Недавно WWT трактор проходил тестирование на российском Дальнем Востоке, где он показал мировой рекорд по спуску колтюбинга длиной 30.604 футов (9 328 метров) на проекте Сахалин-1 для Halliburton's Energy Service Group и его партнера по совместному предприятию — НК Роснефть — Сахалинморнефтегаз, подрядчиков оператора Exxon Neftegaz Ltd. Инструмент был спущен на колтюбинге, на котором была установлена КНБК для выполнения перфорации и прочих операций проекта. Она успешно выполнила шесть спусковых операций по перфорации и измерению, спуская КНБК до 560 футов длиной на глубины свыше 12.200 футов при скорости от 100 до свыше 1000 футов в час.

for transporting heavy equipment on coiled tubing to perform a multitude of tasks, including perforating, logging, sand control, running and operating screens and acidizing.

#### Powerful, Consistent Traction

The WWT Intervention Tractor is an intervention fluid-powered, high load capacity, unidirectional, multi-purpose, easily controlled coiled tubing tool that pulls the coil or pushes the BHA in a stepping motion. Movement is achieved with unique, patented positive-grip grippers that are proven to provide consistent, continuous traction in virtually any cased or open-hole environment without damage to the casing or the formation. The grippers adjust to the hole size, preventing slip and overcoming many of the problems encountered by wheeled tractors when confronting debris and irregular surfaces within the well bore.

#### 8,500+ Pounds Transporting Strength

Western Well Tool Intervention Tractors have been substantiated in the field to convey heavier loads — 8,500-plus lbs. — further than any other tractor on the market — and to far greater depths than comparable products. They are built to last with durable, corrosion-resistant materials, and operate with most intervention fluids. A low-pressure on-off feature ensures safe, reliable operation.

#### World-Record Depths

Recently, the WWT Intervention Tractor was put to the test in the Russian Far East, where it achieved a world-record run for a continuous length of coiled tubing of 30,604 feet (9,328 meters) on the Sakhalin-1 project for Halliburton's Energy Service Group and its joint venture partner, OAO "NK" Rosneft — Sakhalinmorneftegaz, contractors to operator, Exxon Neftegaz Ltd. The tool was deployed on coiled tubing that conveyed the bottomhole assemblies needed to perform perforating and other operations for the project. It successfully completed six perforation and instrumentation runs, conveying BHAs up to 560 feet in length more than 12,200 feet downhole at speeds of 100 to 1,000 plus feet per hour.



Характеристики модели IT-470, Western Well Tool  
Western Well Tool Model IT-470 Specifications

Технические характеристики Specification	4.7-дюймовый инструмент для 7-дюймовой обсадной колонны/ 4.7-inch Tool for 7-inch Casing
Внешний диаметр трактора (сжатое захватное устройство – со стойками)/ Tractor OD (Gripper Collapsed – With Studs)	4.7 дюйма/4.7 inches
Внешний диаметр трактора (сжатое захватное устройство – без стоек)/ Tractor OD (Gripper Collapsed – With Studs)	4.5 дюйма/4.5 inches
Внутренний диаметр трактора/Tractor ID	0.8 дюйма/0.8 inches
Общая длина/Total Length	29 футов/29 feet
Максимальный внутренний диаметр ствола/Maximum Wellbore (ID)	6.35 дюйма/6.35 inches
Максимальное тяговое усилие (без стоек)/Maximum Pull (No Studs)	8,500 фунтов при 1,600 фунт/кв. дюйм/8,500 lbs @ 1,600 psi
Максимальное тяговое усилие (стойки)/Maximum Pull (Studs)	11,500 фунтов при 2,000 фунт/кв. дюйм/11,500 lbs. @ 2,000 psi
Максимальная скорость/Maximum Speed	Более 1,300 футов в час/1,300+ ft./hr
Максимальный радиус искривления/Maximum of Radius of Curvature	20 градусов на 100 футов/20 degrees per 100 ft
Рабочий перепад давления/Operating Differential Pressure	От 750 до 2,000 фунт/кв. дюйм/750 to 2,000 psi
Максимальное гидростатическое давление/Maximum Hydrostatic Pressure	16,000 фунт/кв. дюйм/16,000 psi
Максимальная осевая скорость потока (интенсивность подачи)/ Maximum Centerline Flow Rate	140 галлонов в минуту/140 gpm
Максимальная скорость подачи, используемая трактором/ Maximum Flow Rate Used by Tractor	21 галлонов в минуту/21 gpm
Материал/Materials of Construction	Нержавеющая сталь, CuBe/Stainless Steel, CuBe
Максимальная температура/Maximum Temperature	300°F (149 °C)/300 °F (149 °C)
Тип соединения/Type of Connections	2 7/8 дюймовое API. (X-Overs)/2 7/8 in. API Reg. (X-Overs Available)

# ШЛАНГОКАБЕЛЬНОЕ БУРЕНИЕ — КОЛТЮБИНГОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ?

Artur Sergeevich Shapovalov,  
chief of Soviet - French experimental area of deep  
flexodrilling,

Alexander Mikhailovich Izosimov,  
candidate of technical science, instructor of chair  
"Mechanisms and equipment of oil and gas fields" of  
Samara State Technical University

## НАЧАЛО РАБОТ

Затраты времени на спускоподъемные операции (СПО) при бурении нефтяных и газовых скважин составляют почти половину производительного времени в общем балансе времени проводки скважины. Основным фактором, обуславливающим большие временные затраты на СПО, является дискретность процесса, связанная с тем, что бурильная колонна при замене инструмента разбирается и собирается отдельными отрезками — «свечками» длиной 25–37,5 м, устанавливаемыми внутри буровой вышки. При этом средняя коммерческая скорость СПО, определяемая делением длины «свечи» на продолжительность машинных, машинно-ручных операций и спуско-подъема незагруженного элеватора, составляет, как правило, не более 0,15–0,17 м/с.

Одним из путей радикального уменьшения времени на СПО является превращение дискретного процесса спускоподъема разборной колонны бурильных труб в непрерывный процесс намотки и размотки неразборной гибкой колонны — шлангокабеля с укладкой его на барабан — шлангоприемник, снабженный вертлюгом для осевой подводки бурового раствора. Таким образом, наличие непрерывной трубы, барабана с упорядоченной укладкой трубы, осевого подвода раствора, возможность герметизации устья скважины делают процесс шлангокабельного бурения практически полностью соответствующим колтюбингу, а точнее — прямым его предшественником.

Термин «шлангокабельное бурение» был предложен инициатором разработки нового способа бурения в России — управляющим разведочным буровым трестом объединения «Куйбышевнефть» Леонидом Тимофеевичем Папировским.

Начало работ в нашей стране относится к 1958 году, когда по инициативе Л.Т. Папировского из инженеров бурового треста А.М. Изосимова, В.В. Ватрушкина, отдела бурения института «КуйбышевНИИ НП» — В.Л. Устенко, М.А. Фингерита и Куйбышевского индустриального института — доктора технических наук, профессора В.И. Тарасевича создается творческая группа специалистов, приступившая к конкретной разработке нового способа бурения. В 1962 году были получены авторские свидетельства на конструкцию шланга для бурения скважин и на способ бурения на шлангокабеле [1, 2].

В 1963 году в «КуйбышевНИИ НП» (позднее ВНИИТнефть) был создан отдел бурения на шлангокабеле численностью 35 человек, в котором под руководством Л.Т. Папировского в течение 1963–64 годов выполнен

Артур Сергеевич Шаповалов,  
начальник советско-французского  
экспериментального участка глубокого  
шлангокабельного бурения,

Александр Михайлович Изосимов,  
к.т.н., доцент кафедры «Машины и оборудование  
нефтяных и газовых промыслов»  
Самарского Гостехуниверситета

## IS FLEXODRILLING A COILED TUBING TECHNOLOGY?

### BEGINNING OF THE ACTIVITY

The time expenditures for tripping while drilling oil and gas wells amounts up to 50 % from all the time schedule of well construction. The main factor stipulating for huge time expenditures for tripping is process discreteness connected to the fact that drilling string for the purpose of tools replacement is being disassembled and assembled in separate pieces — 25–37.5 m long pipes, that have been installed inside drilling rig. The average commercial tripping speed, defined with division of pipe length by time of mechanical, mechanical-manual handling and tripping of unloaded elevator as a rule does not exceed 0.15–0.17 meters per second.

One of the ways of tripping time drastic reduction is turning the discrete process of tipping of sectional drill pipe string into the continuous process of coiling and uncoiling of whole flexible string — flexodrilling string with coiling it onto a reel — receiving unit, equipped with swivel for feeding of circulation fluid from the axle. So, availability of continuous pipe, reel with well-ordered tubing spooling, axial fluid feeding, capability to seal wellhead turn the process of flexodrilling almost fully corresponds coiled tubing drilling, rather its direct ancestors.

The term "flexodrilling" has been offered by initiator of development of new of drilling in Russia — manager of exploration drill trust of association Kuibyshevneft — Leonid Timofeyevich Papirovski.

The beginning of activity in our country is referred to 1958, when in accordance with initiative of L.T.Papirovski from engineers of drilling trust A.M. Izosimov, V.V.Vatrushkin, department of drilling of institution KuibyshevNII NP — V.L.Ustenko, M.A.Fingerit and Kuibyshev Industrial Institution — doctor of technical science, professor V.I.Tarasevich there was created a creative team of specialists that started development of new way of drilling. In 1962 there was obtained inventor's certificate for pipe design for well drilling and flexodrilling technology [1, 2].

In 1963 in KuibyshevNII NP (later VNIITneft) there was



Леонид Тимофеевич  
Папировский  
Leonid Timofeyevich  
Papirovski



большой объем исследований по выбору материалов силовых элементов шлангокабеля и разработке конструкций замковых соединений, позволивший перейти к конструкторской проработке и изготовлению шлангокабеля. Значительный вклад в создание отечественного шлангокабеля внес Ю.А. Артёмов, заместитель главного технолога завода «Азовкабель» (г. Бердянск Запорожской области), где было организовано производство отечественного шлангокабеля.

К разработке проблем шлангокабельного бурения привлекались также специалисты кафедры нефтепромысловой механики Уфимского нефтяного института, разработавшие поворотное устройство для ориентирования забойной компоновки и поворота инструмента, и специалисты кафедры стальных канатов Севастопольского приборостроительного института, разработавшие и изготовившие опытный образец спираленавивочного станка оригинальной конструкции, необходимого для изготовления силового каркаса шлангокабеля. Конструкция станка оказалась настолько удачной, что до настоящего времени успешно применяется в технологических линиях по изготовлению гибких полимерно-металлических труб.

В 1965–66 годах были проведены промышленные испытания шлангокабельного способа бурения на экспериментальном участке в городе Отрадном Куйбышевской области. Испытания проводились также при бурении неглубоких скважин в морских придонных грунтах Черного моря и при бурении скважин на воду. Принципиальная схема установки шлангокабельного бурения представлена на рис. 1.

Для испытаний использовалась буровая установка БУ50Бр-1 завода «Баррикады» (г. Волгоград), оснащенная промышленным стендом для работы со шлангокабельной бурильной колонной на глубинах до 500 м. Базой для стенда послужила стандартная установка беструбного бурения на кабель-канате УББ-2000, реконструированная с учетом особенностей шлангокабельного бурения: увеличена емкость барабана, добавлен вертлюг для непрерывной подачи бурового раствора через вал барабана в шлангокабель, спроектированы и изготовлены конструкции направляющего ролика на устье скважины и пульт управления. Вертлюг был соединен напорным манифольдом с насосной группой.

#### Основные технические данные буровой установки:

грузоподъемность, кН	ном. 500, макс. 700
тип вышки	мачтовая, А-образная
рабочая высота вышки, м	27,36
скорость подъема крюка, м/с	мин. 0,21, макс. 1,71

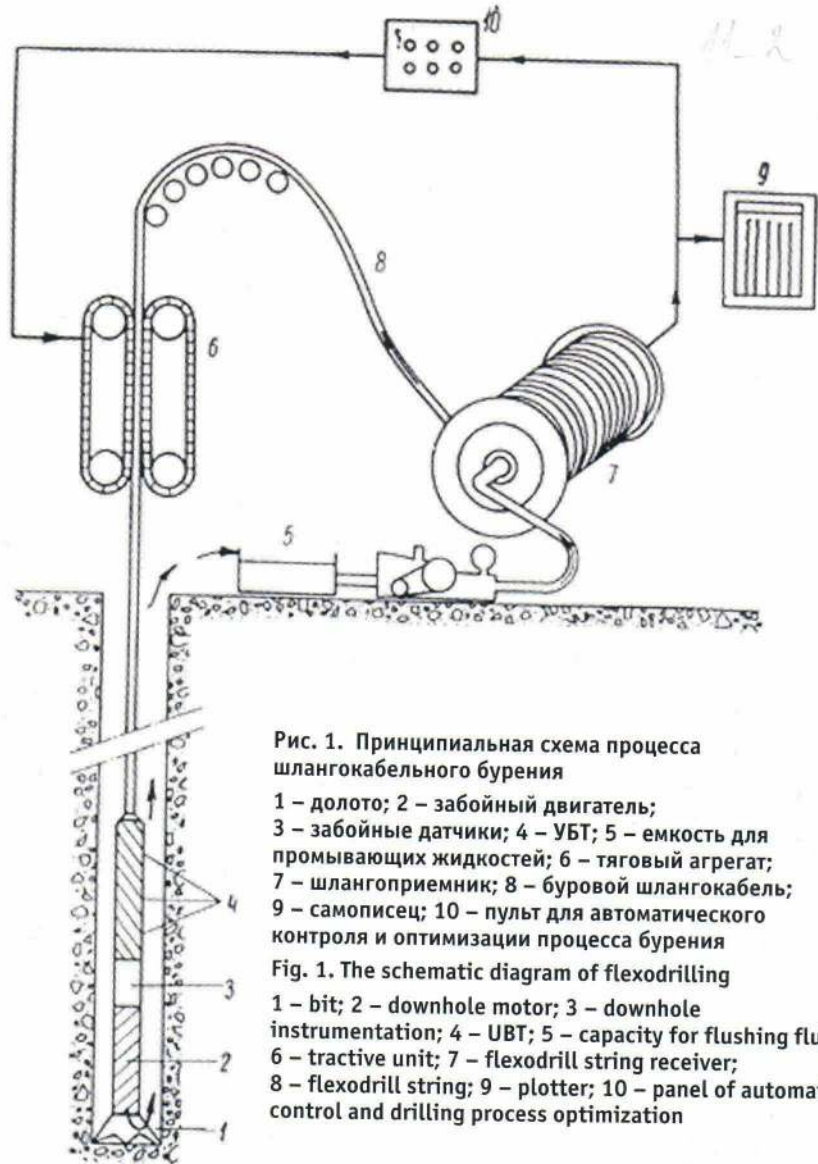


Рис. 1. Принципиальная схема процесса шлангокабельного бурения

1 – долото; 2 – забойный двигатель; 3 – забойные датчики; 4 – УБТ; 5 – емкость для промывающих жидкостей; 6 – тяговый агрегат; 7 – шлангоприемник; 8 – буровой шлангокабель; 9 – самописец; 10 – пульт для автоматического контроля и оптимизации процесса бурения

Fig. 1. The schematic diagram of flexodrilling

1 – bit; 2 – downhole motor; 3 – downhole instrumentation; 4 – UBT; 5 – capacity for flushing fluid; 6 – tractive unit; 7 – flexodrill string receiver; 8 – flexodrill string; 9 – plotter; 10 – panel of automatic control and drilling process optimization

established a flexodrilling department with 35 workers, under the direction of L.T.Papirovski within 1963–64 there has been conducted an extensive research dedicated to selection of load-bearing elements of pipe and development of interlocks allowing to get to design study and manufacturing of pipe. A significant contribution to creation of domestic pipe had been granted by Y.A. Artyomov, deputy chief production engineer of factory Azovkabel (Berdyansk, Zaporozhye region) where they established manufacturing of domestic flexible pipe.

Specialists of chair of oilfield mechanics of Ufa Oil Institution, that developed rotator for orientation of BHA and tool rotation and specialists of steel ropes of Sevastopol Instrument-Making Institution, that designed and produced a prototype of spiral coiling machine of original design, necessary for manufacturing of strengthening frame of flexible drill string were attracted to working on flexodrilling issues. The coiling machine had very successful design and is still used today in processing trains that manufacture flexible polymer-metal pipes.

In 1965–66 there were conducted field tests of flexodrilling approach on test site of city Otradny, Kuibyshev region. The tests were conducted by drilling of shallow wells in sea near-bottom soils of Black Sea and drilling for water. The functional diagram of flexodrilling unit is represented on fig.1.

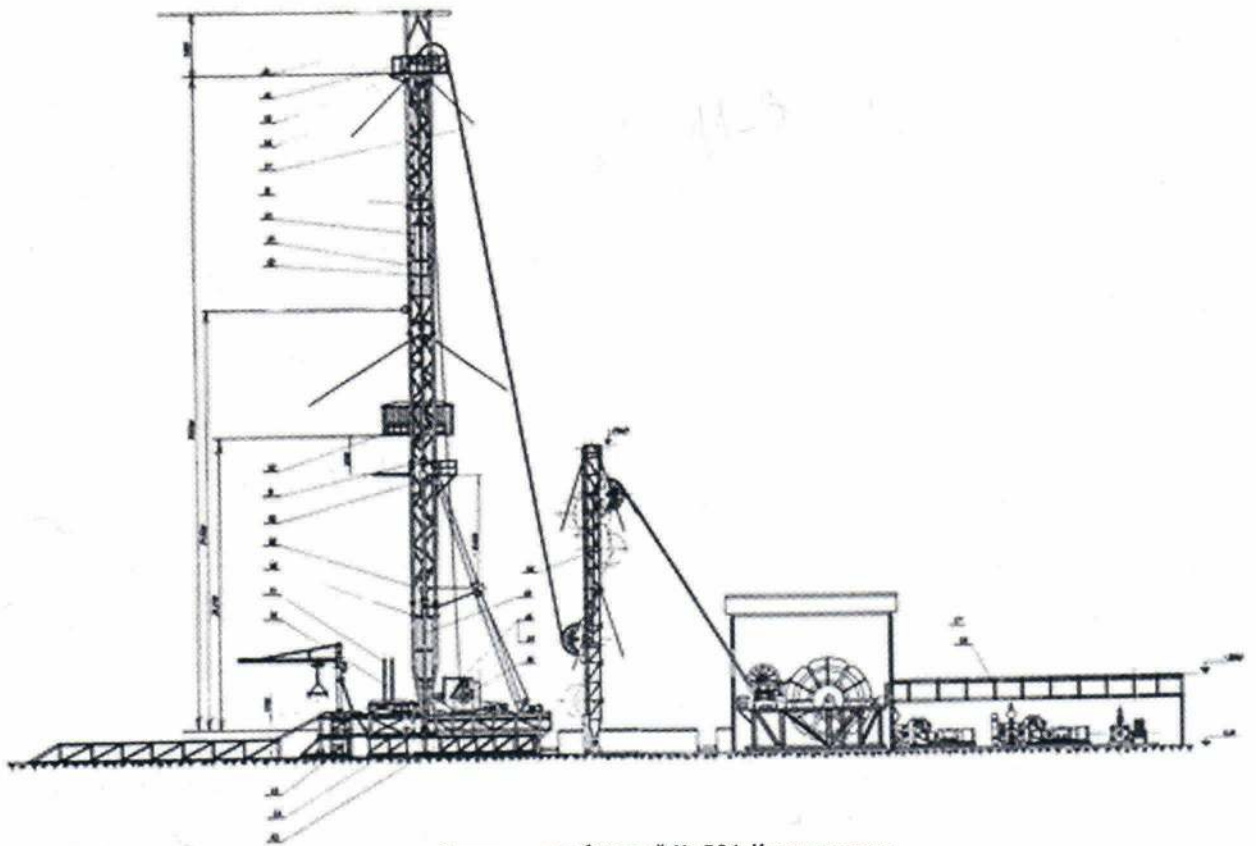


Рис. 2. Принципиальная схема компоновки оборудования буровой № 501-Куртамакская  
 Fig. 2. The schematic diagram of equipment of well #501 Kurtamakskaya

натяжение талевого канала на барабане лебедки при максимальной грузоподъемности, кН	106
максимальная мощность на роторе, кВт	75
скорость вращения ротора, об/мин	мин. 75, макс. 190
максимальная подача бурового раствора, л/с	14
максимальное давление бурового раствора, МПа	20

Проектная глубина бурения опытной установки была выбрана 500 м. Интервал 0–247 м, сложенный неустойчивыми породами, пробурили обычным способом турбобуром Т12М3-9 с использованием ротора 114 мм долотом № 12 (295 мм) и обсадили кондуктором диаметром 219 мм.

Бурение с применением шлангокабеля в качестве бурильных труб турбобуром ТС5Е-6<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" долотом 190 мм проводилось в интервале 200–258 м в кондукторе по затвердевшему цементу и 11 м в породах татарского яруса, сложенных загипсованными глинами с прослоями песчанников. При этом использовался шлангокабель с внутренним диаметром 60 мм, наружным диаметром 118 мм, общей длиной 300 м – 4 секции по 75 м, снабженные замковыми соединениями конструкции «КуйбышевНИИ НП».

Произвели два долбления. В качестве промывочной жидкости использовалась пластовая вода плотностью 1,14 г/см<sup>3</sup>. Осевая нагрузка на долото выдерживалась в интервале 15–20 кН и достигала 30 кН. Давление на выкиде насосов составляло 7,5–8,0 МПа с одной секцией турбобура и 9,0–10,0 МПа — с двухсекционным турбобуром.

В 1966 году способом бурения на шлангокабеле турбобуром было пробурено 195 м в интервале 258–453 м в извест-няках

For testing purposes there was used drilling rig BU50Br-1, produced by factory Barricady (Volgograd), equipped with field test bench for operations with flexodrilling string, at depth up to 500 m. As the base for the test bench there was used standard drilling rig for tubeless drilling with conductor-and-support cable UBB-2000, redesigned with consideration of all the peculiarities of flexodrilling: capacity of reel was increased; there has been installed swivel for continuous circulation via reel shaft to the flexodrilling string; guiding roller on wellhead, and a control desk were designed and manufactured. The swivel has been connected with pressure manifold to pumping unit.

#### Specification of drilling rig:

capacity, kN	rated 500, max 700
type of rig	mast type, A-frame brace
wiring height of the rig, m	27.36
hook tripping speed, m/s	min 0.21, max 1.71
tension of drilling line on reel at max load, kN	106
max power of the rotor, kWt	75
rotor, rpm	min 75, mx 190
max feeding of circulation fluid, hp	14
max pressure of circulation fluid, mPa	20

The designed depth of drilling with the prototype unit has been fixed at 500 m. An interval of 0–247 m, formed with incompetent rock has been drilled with conventional approach with turbodrill T12M3-9 with rotor 114 mm, bit



— 33,0 МПа, момент скручивания рабочий — 8,0 кНм, рабочая растягивающая нагрузка — 1550 кН.

Конструкция шлангокабеля представлена на рис. 3. Она включает арматуру, воспринимающую давление, — из двух точечнокасающихся слоев навивки стальными канатами диаметром 1,8 мм, арматуру, работающую на растяжение, — из двух точечнокасающихся слоев стальных канатов диаметром 3,0 мм, а также внутреннюю и внешнюю полихлоропреновую камеру, обеспечивающие герметичность и скрепление структуры шланга. В конструкции предусмотрены 20 электрических каналов связи, проложенных в слоях, работающих на растяжение.

Через шесть месяцев после начала работ, 5 октября 1969 года забой скважины достиг 2329 м.

#### Параметры бурения:

- давление от двух насосов «МАРЕП» — в интервале 12,0–18,0 МПа, при производительности 40 л/с;
- нагрузка на долото — от 60 до 200 кН;
- средняя проходка на долото — 23,2 м;
- механическая скорость — 6 м/ч.

В процессе бурения имели место два случая нарушения процесса, вызванные разрывом замковых соединений секций шлангокабеля на глубинах 1284 м и 2329 м, что свидетельствует о слабом звене шлангокабелей, требующем доработки, — ненадежная конструкция узла соединения секций.

Таким образом, аналитическими и экспериментальными исследованиями процесса бурения на шлангокабеле выявлена его техническая и экономическая целесообразность. Затраты времени на СПО уменьшились в 4–8 раз, рейсовая скорость проходки увеличилась в 2–4 раза, скорость СПО составила 1,5–2 м/с. Кроме того, процессу шлангокабельного бурения присущи все преимущества, связанные с возможностью герметизации устья скважины.

Результаты исследований были использованы советскими и французскими специалистами при совместной разработке промышленного варианта буровой установки шлангокабельного бурения БУШ-3000. По некоторым сведениям, работа развивалась также в направлении создания морского варианта шлангокабельной установки — в России и во Франции. Российский вариант предполагался для работы на Каспии.

С сожалением приходится констатировать, что, несмотря на существенные преимущества процесса бурения на шлангокабеле, работы с советской стороны были прекращены на основании заключения комиссии Миннефтепрома, чему способствовал и безвременный уход из жизни инициатора работ Леонида Тимофеевича Папировского. По-видимому, свою роль сыграла и мобилизация в то время средств Миннефтепрома на освоение новых разрабатываемых месторождений Западной Сибири.

Вместе с тем необходимо отметить, что применение гибких полимерно-металлических длинномерных труб — шлангокабелей для бурения скважин, добычи нефти, подземного ремонта скважин, а также для оперативной прокладки трубопроводных коммуникаций на суше и в морских акваториях, является актуальной научно-технической проблемой и требует серьезного и внимательного рассмотрения.

#### Литература:

1. Изосимов А.М. Автореферат дисс. на соискание уч.ст. канд. техн. наук. М., 1967
2. Специальный доклад СД-2. Испытание и совершенствование шлангокабельного способа бурения/ Папировский Л.Т., Изосимов А.М. (ВНИИТнефть, СССР) и Ж.П. Тьерри, Р. Ренар (Французский институт нефти, Франция), //VII Мировой нефтяной конгресс, Москва, 1971 г.

afterwards, they assembled the assembly with flexodrill pipe. The assembly specification:

- bit  $\varnothing$  269 mm;
- turbodrill TS5B-9 (two sections) or 3TS5B9 (3 sections);
- rotation sensor;
- centering tool  $\varnothing$  235 mm;
- UBT 6" (203 mm) length 125–202 m;
- gauge FIN (Televizhel);
- flexodrilling string CLT, manufacturer — Cables de Lion factory, France, O.D. — 147 mm, I.D. — 97 mm, section length — 500–550 m, allowable bending diameter — 2,5 m, internal working pressure — 33.0 mPa, torsion moment — 8.0 kNm, working tensioning load — 1550 kN.

The design of flexodrilling string is given on fig. 3. It includes armature, that takes pressure — from two point-contact touching layers from steel cables, with diameter of 3.0 mm, as well as external and internal neoprene chambers providing for hermiticity and strengthening of string structure. The design provides for 20 electrical communication channels, located inside stretching layers.

After 6 months after the campaign begun, on 5 October of 1969 the well bottom reached 2329 m mark.

#### The drilling parameters:

- Pressure from two pumps MAREP — within the limits of 12.0–18.0 mPa, at the rate of 40 l/s;
- bit load — 60–200 kN;
- average penetration per bit — 23.2 m;
- mechanical speed — 6 m/h.

During drilling there took place two violations of the routine, caused by break of interlock of flexodrill string sections, at depth of 1284 and 2329 m, a fact that proves that design of joint is not reliable.

So, analytical and experimental research of flexodrilling operation proved its technical and economical expediency. Trip time expenditures showed 4–8 time reduction, run speed of penetration increased in 2–4 times, tripping speed achieved 1.5–2 m/s. Besides, flexodrilling operation has all the advantages connected with sealing of wellhead.

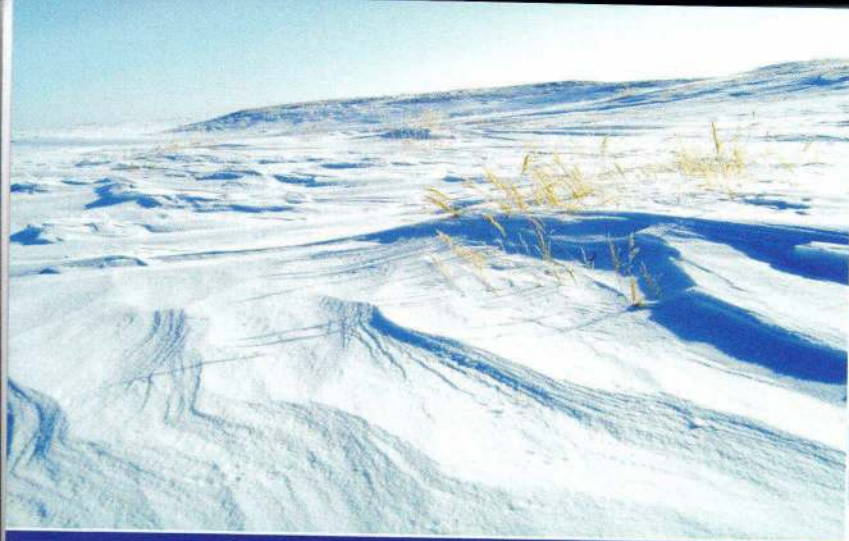
Research results were used by Soviet and French specialists in mutual development program of industrial flexodrilling unit BUSH-3000. According to some information they also conducted activity aimed at creation of offshore flexodrilling unit — in Russia and in France. Russian unit was supposed to operate in Caspian Sea.

Unfortunately, one has to state that despite significant advantages of flexodrilling, the activity from Russian side was stopped according to decision of Minneftprom committee, and premature death of initiator of the activity — Leonid Timofeyevich Papirovsky also contributed in termination of the project. Apparently, Minneftprom monetary means mobilization for development of new developed fields of Western Syberia played its role.

We also should note that the application of flexible polymer-metal tubing — flexodrill strings for well drilling, oil production, dowlhole well servicing and well as operative pipeline communication installation onshore and offshore is actual science-technical issue and requires serious and close consideration.

#### Literature:

1. Izosimov A.M. Abstract of Ph.D. thesis. M., 1967.
2. Special report of CD-2. Testing and improving of the flexodrilling. /Papirovsky L.T., Izosimov A.M. (VNIITneft, USSR) and J.P. Tyerry, R. Ranar (French Oil Institute, France), //VII World Oil Congress, Moscow, 1971.

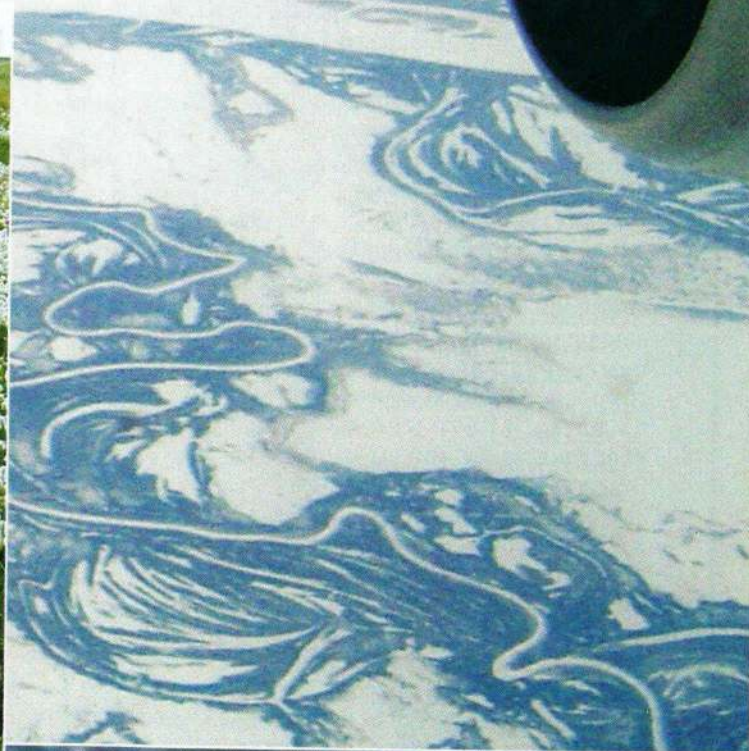
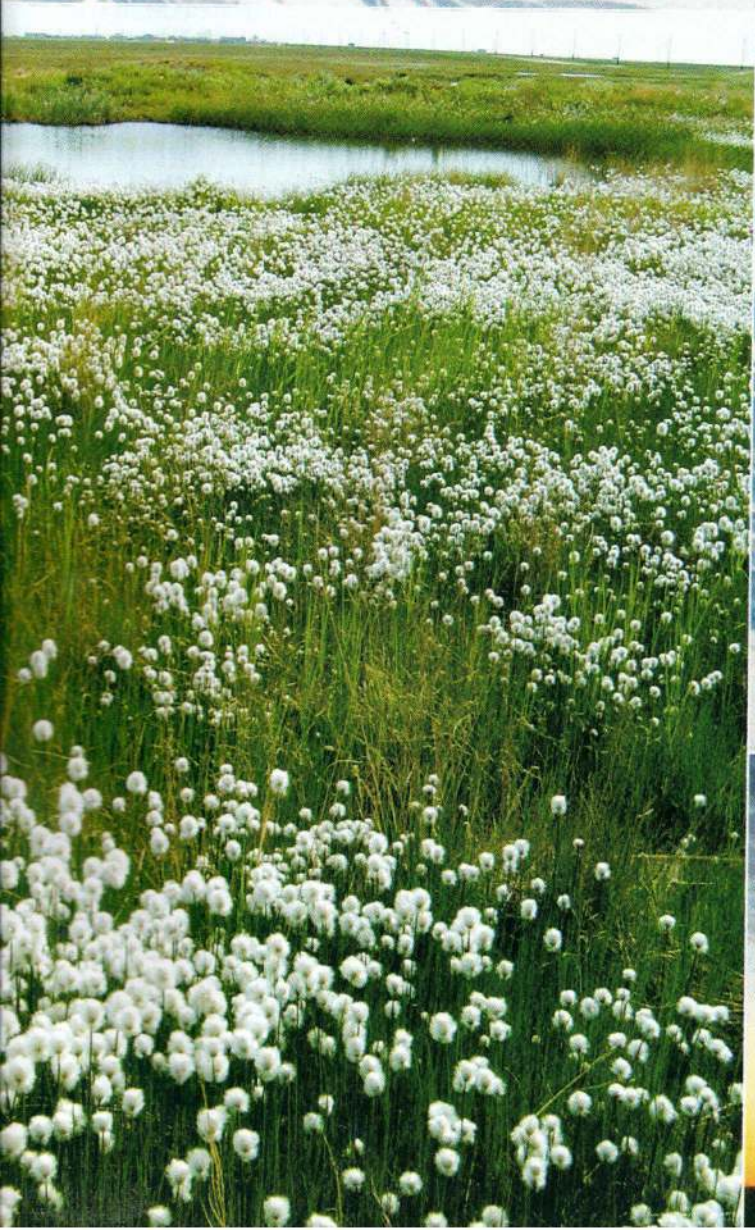


# ФОТОКОНКУРС

## PHOTOGRAPHIC COMPETITION

К сожалению, на двух журнальных полосах смогла уместиться лишь небольшая часть любительских фоторабот, предоставленных нам Дмитрием Михайловичем Третьяком, директором сервисного центра «Спецмаш». На снимках – уникальная природа западносибирского края, северный колорит Ямбурга. Наиболее яркие на наш взгляд фотографии, не вошедшие в номер, мы постараемся показать в дальнейшем.

Unfortunately, we can't demonstrate on two pages all amateur photographs given to us by Dmitry Mikhailovich Tretyak, director of Specmash service center. Here you can see photos of West-Siberian landscapes, northern Yamburg colour. In future we will try to show the most scenic off-screen photos.





## BJ SERVICES ЗАВЕРШАЕТ КОЛТЮБИНГОВЫЕ БУРОВЫЕ ОПЕРАЦИИ ДЛЯ SHELL UK НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ГАННЕТ В СЕВЕРНОМ МОРЕ

Абердин, Шотландия, 2 ноября 2005 г.

BJ Services объявила об успешном выполнении контракта для Shell UK на услуги по колтюбинговому бурению, инженеринговые услуги и операции по борьбе с поступлением твердых частиц в скважину для скважины GA03 на платформе Ганнет Альфа в Северном море. BJ Services явилась первой компанией, оказавшей Shell услуги в области колтюбингового бурения на Ганнет.

После наземных операций в Абердине BJ Services выполнила сложнейшую операцию по бурению бокового ствола в феврале 2005 г. Буровые операции проводились в течении весны. К апрелю BJ Services завершила бурение, свернула и погрузила оборудование. Вся операция по колтюбинговому бурению, от установки оборудования до его свертывания, заняла 81,5 дня.

Операция Shell на Ганнет была выполнена морской командой из 30 человек с поддержкой сухопутной инженерной команды и техников, расположенных на базах BJ Services в Абердине, Грейт Ярмонт в Объединенном Королевстве и Эммен в Нидерландах. Эти люди были выбраны благодаря их глубокому опыту в колтюбинговом бурении. Предыдущие успешные операции по колтюбинговому бурению, выполненные BJ Services на трех скважинах месторождений Эммен и Коворден в 2003 г. для Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM), совместного предприятия Shell и ExxonMobil, были упомянуты Shell UK в качестве одной из ключевых причин того, почему BJ Services была выбрана для проведения этих работ.

### Полный комплект оборудования

BJ Services построила специальную опорную раму инжектора для операций колтюбингового бурения. Эта рама использовалась для поддержки гидравлического инжектора, так как буровые блоки были извлечены из вышки. В дополнение к колтюбинговому оборудованию BJ Services также поставила вспомогательное оборудование для

## BJ SERVICES COMPLETES COILED TUBING DRILLING OPERATION FOR SHELL UK OPERATION CARRIED OUT ON GANNET FIELD IN NORTH SEA

ABERDEEN, Scotland, 2 November 2005

BJ Services Company announced that it has successfully completed a contract for Shell UK to provide coiled tubing drilling (CTD), engineering and solids control services for well GA03 on the Gannet Alpha Platform in the North Sea. BJ Services served as Shell's primary source of coiled tubing drilling services for the Gannet operation.

Following onshore trials during in Aberdeen, BJ Services commenced the challenging sidetrack drilling operation in February 2005. Drilling operations proceeded throughout the spring. By April, BJ Services had completed the sidetrack, rigged down and backloaded the equipment. The entire CTD

operation from mobilisation to demobilisation was completed in 81.5 days.

The Shell Gannet operation was carried out by an offshore team of 30 operatives assisted by onshore engineering staff and technicians based at BJ Services bases in Aberdeen and Great Yarmouth in the United Kingdom, and Emmen in the Netherlands. These individuals were selected for the operation due to their in-depth experience in coiled tubing drilling. The previous

successful CTD operations that BJ Services carried out on three wells on the Emmen and Coevorden Fields in 2003 for Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM), a Shell-ExxonMobil joint venture, were cited by Shell UK as one of the key reasons that BJ Services was selected for the Gannet Alpha CTD operation.

### The Complete Equipment Package

In order to carry out the drilling operation, BJ Services built a customised CTD injector support frame. This special frame was used to support the hydraulic injector, as the drilling blocks had previously been removed from the derrick. In addition to the coiled tubing equipment, BJ Services also supplied zone 2 ancillary equipment to fully support the





2 зоны для полного обеспечения работ, включая буровые насосы, оборудование высокого/низкого давления для работы с буровыми жидкостями, СКР, оборудование для управления скважиной, по борьбе с поступлением твердых частиц в скважину и оборудование, включающее в себя дополнительные резервуары для бурового раствора и новый сепаратор газа и бурового раствора.

#### Выполняя объем буровых работ

Операция на Ганнет, выполненная Shell, стала второй успешной морской колтюбинговой операцией, которую BJ Services выполнила в Северном море. «Эта операция подтвердила нашу способность успешно бурить боковые стволы на морской платформе, используя колтюбинг», – сказал Нейл Гордон, региональный менеджер по скважинным операциям Европы и Азии BJ Services. «Факт, что это было выполнено без единого несчастного случая или разлива, свидетельствуют о культуре безопасности, над воспитанием которой Shell и BJ работали многие годы», – добавил он.

Источник: BJ Services

### ПЕРВЫЙ ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»: «МЫ ЗАКУПАЕМ ТЕХНИКУ, ОБОРУДОВАНИЕ И МАТЕРИАЛЫ ИСКЛЮЧИТЕЛЬНО НА КОНКУРСНОЙ ОСНОВЕ»

28.11.2005

Первый заместитель генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз» Анатолий Нуряев заявил в интервью журналу «Нефтегазовая вертикаль» (№ 16, 2005 год): «Мы покупаем технику, оборудование и материалы исключительно на конкурсной основе. И проведение этих конкурсов позволяет нам сделать вывод о том, что и отечественные производители в последние годы добиваются определенных успехов. Прогресс есть, пусть пока и не по всем направлениям выпускаемой продукции. Например, при строительстве ГТЭС, ввод которых поставлен в компании на поток, мы сотрудничаем преимущественно с российскими поставщиками и изготовителями оборудования из ближнего зарубежья. Большую роль, конечно, сыграл вопрос цены, когда мы отказались от услуг, например, фирм «Финрейла» (Финляндия) и «Алстом» (Англия). Хотя не только этот момент мы учитывали. Производители из города Сумы (Украина) и российского города Рыбинска поставляют нам то оборудование, которое на нынешнем этапе нас вполне устраивает.

При проведении капремонта скважин замену западному дорогостоящему оборудованию мы находим у белорусских производителей, мы используем шасси автомобиля «КамАЗ» для импортной станции управления и отечественный проппантовоз (для перевозки состава, который применяется для заполнения создаваемой в процессе ГРП трещины в нефтесодержащем пласте). Кстати, проппант также производится у нас в России, в городе Боровичи.

Ну а рекламировать западные компании — не в наших правилах. Закупаем технику, оборудование, материалы у десятков западных компаний («Сургутнефтегаз» имеет партнеров в более чем 50 страна мира), а параллельно упорно работаем над программой импортозамещения».

Источник: Союз производителей нефтегазового оборудования

operation, including mud pumps, an HP-LP iron package to handle drilling fluids, a data acquisition system, well control package, solids control unit featuring additional mud tanks, and a new mud gas separator.

#### Pushing the CTD Envelope

The Shell Gannet operation is the second successful offshore CTD operation that BJ Services has carried out in the North Sea. "This operation confirmed our ability to drill a successful sidetrack on an offshore installation using coiled tubing," said Neil Gordon, region manager – Europe & Africa-Well Services for BJ Services.

"The fact that it was achieved without a single reportable safety incident or spill is a tribute to the safety culture that both Shell and BJ have worked hard to nurture over the years," he added.

Source: BJ Services

### THE FIRST DEPUTY DIRECTOR-GENERAL OF SURGUTNEFTEGAZ PUBLIC CORPORATION ANNOUNCED: «WE PURCHASE MACHINERY, EQUIPMENT AND MATERIALS ONLY ON A COMPETITIVE BASIS»

28.11.2005



In the interview for Neftegasovaya Vertikal magazine Anatoliy Nuryaev, the first deputy director-general of Surgutneftegaz, announced (№16, 2005) "We purchase machinery, equipment and materials only on a competitive basis. While holding these competitions we can conclude that our native producers have been achieving a success during last years. The progress is obvious, even if not in all directions of output production.

For instance, during the building of the state thermal power station, commissioning of which is put in the production line, we cooperate mainly with Russian suppliers and producers from the nearby countries. Of course, price factor played a great role when we refused services of such companies as Finrail (Finland) and Alstom (England), for example. However we considered not only this moment. The producers from Sumy (Ukraine) and Russian city Rybinsk supply us the equipment that suits us completely nowadays. We substitute expensive Western equipment for Belarusian one during the wells overhaul, we use KamAZ chassis for the foreign control station and our equipment for the transportation of proppant (composition that is used for filling of a fracture in the oil-containing formation). Proppant is also produced in Russia, in Bоровичи.

It goes against our principles to advertise Western companies. We purchase machinery, equipment and materials from dozens of Western companies (Surgutneftegaz has partners in more than 50 countries of the world), and at the same time work at the program of import substitution."

Source: The association of oil equipment manufacturers

# МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ INTERNATIONAL EXHIBITIONS AND CONFERENCES

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ/INTERNATIONAL EXHIBITIONS&CONFERENCES

30 января – 1 февраля 30 January – 1 February	Ближневосточная выставка по энергетике POWER-GEN Middle East	Абу-Даби, ОАЭ Abu Dhabi, United Arab Emirates
11–14 января 11–14 January	Oceantex 2006 Международная конференция и выставка оффшорных технологий Индии Offshore Conference & Technology Expo – India's largest Oil and Gas Event covering	Мумбай (Бомбей), Индия Mumbai (Bombay), India
17–19 января 17–19 January	Международная конференция и выставка по оффшорным технологиям Азии Offshore Asia Conference & Exhibition	Куала-Лумпур, Малайзия Kuala Lumpur, Malaysia
15–16 февраля 15–16 February	Международная конференция по технологиям даунстрим International Downstream Technology Conference	Лондон, Великобритания London, Great Britain
15–17 февраля 15–17 February	Международный симпозиум по контролю за ухудшением коллекторских свойств продуктивного пласта International Symposium on Formation Damage Control	Лафайет, Луизиана, США Lafayette, Louisiana, USA
21–23 февраля 21–23 February	Международная конференция и выставка по бурению (оборудование, технологии, сервисные услуги) International Drilling Conference and Exhibition (IADC/SPE)	Майами, Флорида, США Miami, FL, USA
05–06 марта 05–06 March	Международная газовая конференция Ближнего Востока Gas Arabia An International Conference for the Middle East Sector	Абу-Даби, ОАЭ Abu Dhabi, United Arab Emirates
16–17 марта 16–17 March	5-я Международная выставка и конференция нефтяной, газовой и энергетической промышленности GIOGIE	Тбилиси, Грузия Tbilisi, Georgia
28–30 марта 28–30 March	Международный конгресс оффшорных нефтегазовых технологий в консолидации с торговой выставкой TUROGE	Анкара, Турция Ankara, Turkey
29–31 марта 29–31 March	Международная выставка нефтяной, газовой и энергетической промышленности азиатского региона Oil, Gas & Power Asia	Карачи, Пакистан Karachi, Pakistan
22–24 марта 22–24 March	Китайская международная выставка оффшорных технологий China Offshore Exhibition	Ланфан, Китай Lanfan, China
28–29 марта 28 –29 March	Конференция и выставка SPE/IADC по управляемому бурению под давлением и операциям в условиях депрессии SPE/IADC Managed Pressure Drilling & Underbalanced Operations Conference & Exhibition	Галверстон, Техас, США Galveston, Texas, USA
4–5 апреля 4 – 5 April	Международная конференция и выставка SPE/ICoTA по колтюбингу и внедрению в скважины SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition	Вудландс, Техас, США The Woodlands, Texas, USA



# Необходима ИЗОЛЯЦИЯ ЗОНЫ в жёстких условиях?

Наш пакер ГНКТ  
выдержит.  
**CoilFLATE**

Оптимальное выполнение работ с надувными пакерами в скважинах с экстремальными забойными условиями требует правильной конфигурации забойного инструмента, корректного расчета и неукоснительного соблюдения всех его установочных параметров. Благодаря возможности выполнения всех этих требований, агрессивные среды и высокие температуры в скважинах не оказывают негативного влияния на пакер CoilFLATE\* компании Шлюмберге, предназначенный для работы через насосно-компрессорные трубы.

Надувной пакер CoilFLATE предоставляет надежное решение по герметизации интервала в забое скважины при высоких давлениях и при больших степенях расширения герметизирующего элемента, увеличивая тем самым возможности проведения зональной изоляции в ранее недоступных условиях.

Ремонтно-изоляционные работы с пакером CoilFLATE могут выполняться без глушения скважин.

[www.oilfield.slb.com/coilflate](http://www.oilfield.slb.com/coilflate)

**Schlumberger**

\*Марка Шлюмберге

05-CT-024