



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

**ТВОРЧЕСКАЯ ВСТРЕЧА
В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**CREATIVE MEETING
IN WESTERN SIBERIA**

**НОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
ГРУППЫ ФИД
FID GROUP NOVELTIES**

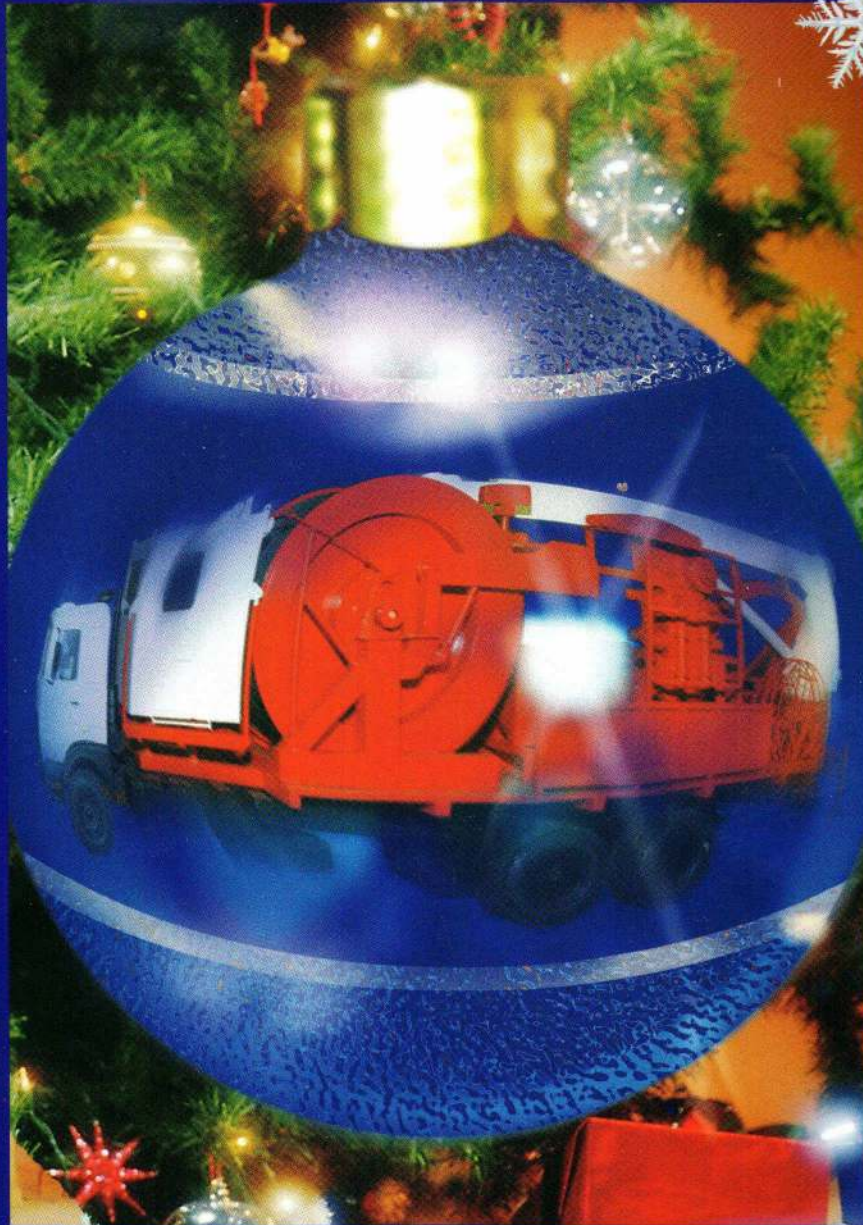
**КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО
СОСТОЯНИЯ ГИБКОЙ ТРУБЫ**

**COILED TUBING
INSPECTION**

Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

times 10'04



С Новым годом!

Happy New Year!





**ПРЕДСЕДАТЕЛЬ
РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА**

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

**ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ
РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА**

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

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

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

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

Г.П. ЗОЗУЛЯ,
д.т.н., профессор,
зав. кафедрой «Ремонт и восстановле-
ние 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. ЛАПОТЕНТОВА,
член Ученого совета НП «ЦРКТ»

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

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

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

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

В.А. ШУРИНОВ,
директор НП «ЦРКТ»

**PRESIDENT
OF EDITORIAL BOARD**

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

VICE-PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

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

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

D.N. GRIBANOVSKY,
General Director of CJSC Fidmash

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

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

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

RON CLARKE,
Vice-president of FID Group

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

E.B. LAPOTENTOVA,
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 Suprevison, Bashgiproneftehim

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

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

V.A. SHURINOV,
Director of NP CRKT

ДОРОГИЕ ЧИТАТЕЛИ!

В заключительном выпуске года мы разместили материалы 5-й Всероссийской колтюбинговой конференции, которая состоялась в сентябре в Тюмени. Ежегодное проведение специализированного форума стало доброй традицией. Это говорит о том, что процесс пошел: колтюбинг не только прижился на российской почве, но и, судя по содержательным докладом участников встречи, активно развивается.

Выход в свет десятого номера – первый юбилей нашего журнала. Отмечая этот небольшой праздник и подводя итоги года, мы хотели бы поблагодарить вас за помощь, поддержку и живое участие в судьбе «ВК». Вместе мы сделали первые десять шагов на пути плодотворного обмена информацией и взаимопонимания между специалистами нефтегазового комплекса России и зарубежных стран.

Удачи вам и творческих успехов в новом году!

Редакция

DEAR READERS,

In the final issue of the year we published materials of 5-th All-Russian coiled tubing conference, that took place in September in Tyumen. Holding of annual specialized forum is a good tradition now. This fact proves advances of the technology: coiled tubing not only survived on Russian territory, but according to the participants' substantial reports, is actively developing.

The publishing of a 10-th issue is the first jubilee of our magazine. Celebrating this event and reviewing this year's results we would like to express our gratitude for Your help, support and participation in Coiled Tubing Times life. Together we made the first 10 steps on the way to fruitful information sharing and understanding of specialists of oil and gas complex of Russia and foreign countries.

We wish you good luck in the coming year!

Editorial Staff

СОДЕРЖАНИЕ

ЫСТАВОЧ 4



6



17



26

31

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Елена Жук (cttimes@gin.by)

НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ

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

СТИЛЬ-РЕДАКТОР

Наталья Крицкая

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН

Дмитрий Оганесян

МЕНЕДЖЕР ПО МАРКЕТИНГУ И РЕКЛАМЕ

Андрей Михеев (info@crkt.ru)

ПЕРЕВОД

Сергей Сухорученко

ПОДПИСКА И РАССЫЛКА

Юлия Горшкова (magazine@crkt.ru)

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ

117036, г. Москва,
ул. Профсоюзная, д.3., комн.621.
Тел./факс: (095) 124-85-83
Тел.: (095) 124-63-10
www.crkt.ru

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

Тираж: 2000 экз. Первый завод: 1000 экз.

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

Регистрационный номер ПИ № 77-16977

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

Журнал распространяется среди нефтегазовых компаний и профильных научных институтов.

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

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

**ВСЕ ФЛАГИ – В ГОСТИ В ТЮМЕНЬ!
ALL THE FLAGS – TO VISIT TYUMEN!**

**ТВОРЧЕСКАЯ ВСТРЕЧА В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(ПО ИТОГАМ 5-Й ВСЕРОССИЙСКОЙ КОЛТЮБИНГОВОЙ КОНФЕРЕНЦИИ)
CREATIVE MEETING IN WESTERN SIBERIA
(ACCORDING TO RESULTS OF 5-TH ALLRUSSIAN COILED TUBING CONFERENCE)**

14

**ПОЗДРАВЛЯЕМ С ЮБИЛЕЕМ!
OUR CONGRATULATIONS ON ANNIVERSARY!**

**ПУТЬ ОТ МИНСКА ДО ХЬЮСТОНА
THE WAY FROM MINSK TO HOUSTON**

22

**ПРИВЕТСТВИЕ УЧАСТНИКАМ
5-Й ВСЕРОССИЙСКОЙ КОЛТЮБИНГОВОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
GREETINGS TO PARTICIPANTS
OF 5-TH ALL-RUSSIAN COILED TUBING CONFERENCE**

23

**НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ
ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН УНГКМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК
SCIENTIFIC AND TECHNICAL SOLUTIONS
OF UNGKM WELL SERVICING WITH COILED TUBING UNITS**

**ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА
ПО МЕЖТРУБНОМУ ПРОСТРАНСТВУ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН,
ОБОРУДОВАННЫХ ШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ (ШГН), В ОАО «ТАТНЕФТЬ»
TECHNOLOGY OF PRODUCING
WELLS SERVICING, EQUIPPED WITH SUCKERROD PUMPS
VIA ANNULAR SPACE, IN TATNEFT**

**ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИБКОЙ ТРУБЫ
НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
CT LOGGING EXPERIENCE
FOR HORIZONTAL WELLS ON OIL FIELDS OF REPUBLIC OF TATARSTAN**

РЕКЛАМОДАТЕЛИ

Группа ФИД
ЗАО НПФ «ГИТАС»

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.

Отпечатано в типографии
СООО «Полипринт»,
г. Минск, ул. Ботаническая, 5а.

Заказ № 2318.

Лицензия 02330/0056697 от 29.03.2004 г.



CONTENTS

**ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ
В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ С УСТАНОВКОЙ «НЕПРЕРЫВНАЯ ТРУБА»**
**INSULATION OF BEHIND-THE-CASING FLOWS
IN HORIZONTAL WELLS WITH COILED TUBING**

36

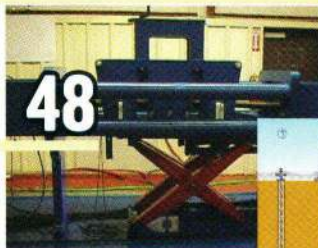
**ТЕХНОЛОГИЯ И АППАРАТУРА «ДЕФЕКТОСКОП-КОЛТЮБИНГ»
ДЛЯ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ДЛИННОМЕРНОЙ БЕЗМУФТОВОЙ ТРУБЫ**
**TECHNOLOGY AND EQUIPMENT "DEFECTOSCOPE – COILED TUBING"
FOR COILED TUBING INSPECTION**



**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ
БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН КОЛТЮБИНГОВЫМ КОМПЛЕКСОМ В БАШКОРТОСТАНЕ**
**EQUIPMENT AND TECHNOLOGY
OF HORIZONTAL WELL DRILLING WITH COILED TUBING SYSTEM IN BASHKORTOSTAN**



**РАБОЧИЙ РЕСУРС
НЕПРЕРЫВНОЙ ТРУБЫ (КОЛТЮБИНГА)
CT WORKING LIFE**



**ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ В РОССИИ И СТРАНАХ СНГ**
**THE OPPORTUNITY FOR
COILED TUBING DRILLING IN RUSSIA AND CIS COUNTRIES**



**ОТ КАМЕННОГО ТОПОРА ДО КОЛТЮБИНГА
FROM STONE AXE TO COILED TUBING**



**ЛЕНТА НОВОСТЕЙ
NEWS**

65

**СТАТИСТИКА
STATISTICS**

68

**МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ
INTERNATIONAL EXHIBITIONS & CONFERENCES**

70

EDITOR IN CHIEF
Helen Zhuk (cttimes@gin.by)

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

STYLE EDITOR
Natalia Krytskaya

COMPUTER MAKING UP & DESIGN
Dmitry Oganesyanyan

MARKETING AND ADVERTISING MANAGER
Andrey Mikhayev (info@crkt.ru)

TRANSLATION
Sergei Sukhoruchenko

SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION
Julia Gorshkova (magazine@crkt.ru)

**MAGAZINE HAS BEEN PREPARED
FOR PUBLICATION BY:**
Nonprofit Partnership «Coiled Tubing Tech-
nologies Development Center» (CRKT) with
assistance of the Ministry of Industry and
Energy of the Russian Federation

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

Edition: 2000 copies
The first party: 1000 copies

The Magazine is registered by the Ministry of Press,
TV and Broadcasting, Mass Communication of the
Russian Federation
Registration number ПИ № 77-16977

SUBSCRIPTION:
«COILED TUBING TIMES» magazine – published
quarterly.
The materials, the author of which is not spec-
ified, are the product of the collective work of the
employees of the Editorial Staff.
The magazine is distributed I oil&gas companies
and profile scientific institutions.
When reprinting the materials the reference to the
magazine «Coiled Tubing Times» is obligatory.
The Editorial Staff not always shares opinion of
the articles' writers.
The Magazine offers a cooperation to advertisers
and persons concerned.

ADVERTISERS
FID Group
GITAS

ВСЕ ФЛАГИ – В ГОСТИ В ТЮМЕНЬ!

Елена Жук

Helen Zhuk

ALL THE FLAGS – TO VISIT TYUMEN !

За последние четыре года в стране отмечен значительный прирост добычи нефти и газа. Он составил более 150 млн т, из которых две трети приходится на Тюменскую область. Нарастание добычи связано с развитием машиностроительной отрасли и внедрением новых технологий.

Достижения в этих областях были продемонстрированы на XI международной выставке «Нефть и газ — 2004. Топливно-энергетический комплекс», которая прошла с 21 по 24 сентября в здании Тюменской международной ярмарки. По словам председателя Тюменской областной Думы Сергея Корепана, эта выставка — одна из самых значимых для области и страны.

Посетители и участники выставки смогли ознакомиться с новинками техники и технологии в области нефтепромысловой геологии и геофизики, добычи нефти и газа, нефтепереработки и нефтехимии, эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, строительства скважин, энергосбережения. Доброй традицией стало проведение тематических конференций. В этом году в рамках выставки прошли научно-практическая конференция «Перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазовой провинции» и 5-я Всероссийская колтюбинговая конференция.

В нефтегазовом форуме приняли участие около 300 компаний. Более трети экспонентов — постоянные участники выставки. Это прежде всего более 70 предприятий Тюменской области, среди которых ОАО «ЗапСибГазпром», ООО «ТюменНИИгипрогаз», ООО «Сургутгазпром», ОАО «Сибнефть-автоматика», ОАО «Опытный завод «Электрон», ООО «Завод «Сибмаш», ОАО «Нефтемаш», ОАО «Гипротюменнефтегаз» и другие фирмы, производящие машины и промышленное оборудование для нефтегазового комплекса.

Как примета времени, отражающая все более активное внедрение на российский рынок зарубежных компаний, в павильонах Тюменской международной ярмарки была широко представлена продукция из Германии, США, Франции, Швейцарии, Китая, Украины, Беларуси.

Посетивший выставку губернатор Тюменской области Сергей Собынин отметил, что появление производителей из-за рубежа говорит о растущем авторитете выставки, которая становится площадкой для переговоров между машиностроителями, нефтяниками и газовиками.

Польза такого взаимодействия российских и зарубежных компаний очевидна.

Первые, повышая свою конкурентоспособность, стараются



During last four years there is a significant oil and production growth in the country. The growth amounted more than 150 mln of tones, two thirds of the growth are contributed by Tyumen region. This is connected with development of machine-building industry and introduction of new technologies.

The achievements in these branches have been shown on a XI

international exhibition "Oil and gas – 2004. Fuel and Energy Complex", that was held from 21 to 24 of September in the building of Tyumen International Fair. According to the Chairman of Tyumen Regional Council, Sergei Korepan, this exhibition is one of the most significant for the region and country.

Visitors and participants of the exhibition were able to get acquainted with new pieces of equipment and technologies of oilfield geology and geophysics, oil and gas production, oil processing and petrochemistry, operation of oil and gas fields, well drilling and energy saving. A thematic conference became a good tradition. This year within the frames of the exhibition there were held conferences "Prospective of oil and gas bearing capacity of West-Siberian oil and gas province" and 5-th All-Russian coiled tubing conference.

About 300 companies took part in oil and gas forum. About one third of the companies are standing participants of the exhibition. First of all these were over 70 companies from Tyumen region, these were ZapSibGazprom, TyumenNIIGiprogaz, Surgutgazprom, Sibneft-automatica, Electron, Sibmash, Neftemash, Giprotiumenneftegaz and other companies that are specialized in production of units and equipment for oil and gas complex.

As a sign of the time, reflecting more active penetration of

western companies to Russian market there were represented products from Germany, USA, France, Swiss, China, Ukraine, Belarus.

Sergei Sobyenin, a governor of Tyumen region, who visited the exhibition admitted the growing image of the exhibition, that becomes a platform for negotiations of the technicians, oil and gas workers.





изучать опыт своих зарубежных коллег, а также привлекают их для совместных проектов. В свою очередь, иностранцы привозят в Россию и стараются продвигать на рынке немало интересных разработок.

Яркий пример успешного взаимовыгодного сотрудничества с предприятиями области демонстрирует международная сервисная компания «Шлюмберже», которая работает в Тюменской области почти пятнадцать лет, при этом активно привлекая к участию в своих проектах жителей региона. Подписав в марте 2004 года соглашение о сотрудничестве с администрацией области, компания приступила к реализации одного из новых проектов — строительству в столице Западной Сибири предприятия по производству электропогружных центробежных насосов. Тюменский регион был выбран «Шлюмберже» для проекта во многом благодаря близости к потребителям — нефтяным компаниям.

Тенденция «интернационализации» рынка проявилась и в области колтюбинга. На выставке в 2003-м информацию о специализированных агрегатах для бурения и ремонта скважин можно было получить на стенде Группы ФИД. В этом году к российскому лидеру по производству агрегатов присоединился и мировой. Понимая, что колтюбинг является жизненно важным и быстро растущим направлением в нефтегазовой отрасли, свою продукцию представила Группа «Варко».

«Для нас выставка прошла успешно, — поделился впечатлениями Григорий Полонский, менеджер «Варко» по продажам колтюбингового и канатно-кабельного оборудования. — Были интересные встречи и предложения, много полезного почерпнули от участия в 5-ой Всероссийской колтюбинговой конференции. Потребуется немало времени, чтобы осмыслить всю полученную информацию. Я уверен, мы будем участвовать в выставке и в следующем году».

Похоже, в связи с возрастающей популярностью выставки и повышением интереса к региону международных компаний открытый в августе международный сектор тюменского аэропорта «Рощино» простаивать не будет. И на взлетно-посадочной полосе приземлятся «Боинг-757» и А319, крупные современные самолеты.

The benefit from such cooperation of foreign and domestic companies is evident.

Russian companies raising its competitiveness are trying to learn experience of its foreign colleagues and also attract them for mutual projects. Foreign companies in their turn bring to Russia a lot of interesting de-



velopments and try to promote them.

A good example of successful cooperation with enterprises of the branch has been shown by international company Schlumberger that operates in Tyumen region for almost 15 years, involving residents of the region for its projects. Having signed in March 2004 an agreement for cooperation with region administration the company proceeded to fulfillment of one of new projects – a building in the capital of Western Syberia an enterprise for manufacturing of electric submersible pumps. Tyumen region has been chosen by Schlumberger for the project due to location next to customers – oil companies.

The trend of market “internationalization” appeared in the coiled tubing branch. At the exhibition 2003 on the booth of FID group it was possible to obtain information on specialized units for drilling and servicing. This year a world leader in coiled tubing manufacturing joined a Russian leader. Understanding that coiled tubing is a vital and growing technology in oil and gas industry, Varco Group presented its products on the show.

The exhibition was quite successful for us – shared with us his opinion Grigory Polonski, a Varco sales manager of coiled tubing and cable equipment. There were interesting meetings and proposals, we learnt a lot during the 5-th all-Russian coiled tubing conference. A time is needed to comprehend the information. I am sure we will take part in the exhibition next year.

It looks like the international sector of Tyumen airport that was opened in August will be busy due to growing popularity of the exhibition and interest to the region from international companies. Boeing 757 and A319, big modern airplanes would land the landing strip.



Григорий Полонский, менеджер по продажам «Варко», беседует с посетителями стенда
Grigory Polonski, a Varco sales manager, talks to the visitors of the stand

ТВОРЧЕСКАЯ ВСТРЕЧА В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

(ПО ИТОГАМ 5-Й ВСЕРОССИЙСКОЙ КОЛТЮБИНГОВОЙ КОНФЕРЕНЦИИ)

В.А. Шуринов,
директор НП «ЦРКТ»

V.A. Shurinov,
director of NP CRKT

CREATIVE MEETING IN WESTERN SIBERIA

(ACCORDING TO RESULTS OF 5-TH ALL-RUSSIAN
COILED TUBING CONFERENCE)



Кто часто бывал в Сибири, знает, что город Тюмень называли «столицей деревень». Действительно, облик города до сих пор определяют многочисленные деревянные постройки, придающие ему то самое очарование, которое утратили многие современные урбанизированные города. В то же время, глядя на отражение солнца в голубых стеклах современной «высотки» в центре города, вспоминаешь о намерении нынешнего губернатора Тюменской области Сергея Собянина «превратить столицу деревень в нефтегазовую столицу России». Недавно открывшееся здание «Запсибгазпрома» еще при строительстве стало одной из главных достопримечательностей Тюмени, как в свое время центральный офис «Газпрома» в Москве. 21 сентября «Запсибгазпром» принимал участников и гостей 5-й Всероссийской колтюбинговой конференции. Напомним читателям, что 4-я конференция состоялась в столице Западной Сибири и в прошлом году.

Those who often visit Syberia know that Tyumen is called "a capital of vilages". Actually the appearance of the city is defined by numerous wooden buildings, giving the charm that had been lost by many urban cities. At the same time, looking at the sun in the blue windows of modern downtown sky-scraper reminds an intention of today's Governor of the Tyumen region Sergei Sobryanin "to turn the capital of vilages into oil and gas capital of Russian Federation". The recently opened building of Zapsibgazprom even while they were building it became one of the main points of interest of Tyumen, like in its time Gazprom headquarters in Moscow. On 21st of September Zapsibgazprom received participants and guests of 5-th All-Russian coiled tubing conference. Let us remind our readers that the 4-th conference also has been held in the capital of Western Syberia last year.



Сфера применения колтюбинговых технологий ограничивается лишь фантазией инженеров-нефтяников.

Р.М. Сулейманов, ОАО «Татнефть»

"The scope of coiled tubing technologies is limited with imagination of petroleum engineers only."

R.M. Suleimanov, Tatneft



Владимир А. Шуринов,
директор НП «ЦРКТ»
Vladimir A. Shurinov,
director of NP CRKT

Ставшая уже традиционной конференция проводилась под эгидой Минпромэнерго России. Организатором выступило некоммерческое партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий». В конференции приняли участие представители нефтяных и газовых компаний, среди которых были ОАО «Газпром», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Башнефть», ОАО «Татнефть» и др., а

также представители мировых лидеров отрасли: зарубежной сервисной компании Schlumberger, широко использующей колтюбинговую технику, и производителей колтюбингового оборудования и оснастки Hydra Rig, Precision Tube Technology. Это является еще одним свидетельством того, что Западная Сибирь, дающая России ¼ ее нефти, не может не привлекать заинтересованное внимание участников мирового нефтегазового рынка.

Конференцию открыл председатель ученого совета НП «ЦРКТ» Леонид Михайлович Груздилович. Было зачитано приветственное письмо Директора Департамента ТЭК Минпромэнерго России Анатолия Борисовича Яновского.

Специальная часть конференции началась с выступления доктора технических наук Азата Ахметовича Ахметова — одного из инициаторов внедрения современных колтюбинговых технологий на постсоветском пространстве (в УИРС ООО «Уренгойгазпром»). Он рассказал о накопленном опыте и отметил трудности, которые пришлось преодолеть при применении колтюбинга на газовых скважинах.

Ведущий технолог УИРС Алексей Забулонович Шакиев рассказал об опыте работы компании по селективному воздействию на пласт с применением колтюбинга. В короткие сроки взамен применявшейся многооперационной технологии освоения скважин специалистами ООО «Уренгойгазпром» с привлечением ведущих предприятий и институтов РФ был разработан ряд технологических операций применительно к газовым месторождениям. Помимо традиционных методов это такие операции, как промывка горизонтальных участков ствола скважины, водоизоляционные работы, работы по ограничению выноса механических примесей, установка цементных мостов, фрезерование и ловильные работы, извлечение прихваченных клапанов-отсекателей, освоение скважин, исследования скважин и другие. В результате применения колтюбинговых технологий продолжительность вызова притока после ремонтов снизилась в несколько раз, а в отдельных случаях составила не более 2–3 часов.

Использование колтюбинга позволяет производить индивидуальную обработку каждого продуктивного пропластка горной породы, что значительно повышает эффективность обработки за счет селективного воздействия. Эффективность обработки расширяет возможность использования специального инструмента — запатентованных гидромо-

The conference that is already a tradition now has been held under the aegis of Minpromenergo of Russian Federation. CRKT appeared as the organizer of the event. Representatives of oil and gas companies such as Gazprom, Surgutneftegaz, Bashneft, Tatneft took part in the conference as well as representatives of world industry leaders: servicing company Schlumberger, that widely uses coiled tubing equipment and manufacturers of coiled tubing equipment and tools: Hydra Rig, Precision Tube Technology. This approves the fact, that Western Siberia, which provides Russia with ¼ of its oil, attracts interest of participants of world oil and gas market.

Conference was opened by the chairman of academic council of CRKT Leonid Mikhailovich Hruzdilovich. They read out complimentary address of Anatoli Borisovich Yanovski, Director of Fuel and Energy Department of Ministry of Industry and Energy of Russian Federation.

A special part of the conference was opened with a speech of Doctor of Technical Science Azat

Akhmetovich Akhmetov — one of initiators of introduction of state-of-the-art coiled tubing technologies on post Russian territory (in UIRS of Urengoigazprom). He spoke about the gathered experience and mentioned obstacles that were got over with coiled tubing on gas wells.

Senior production manager of UIRS Aleksei Zabulonovich Shakiev told about working experience of the company in selective coiled tubing treatment of beds. Within short terms instead of multi-operational technology of well mastering specialists of Urengoigazprom along with specialists of leading enterprises and institutions of Russian Federation developed a number of operations for gas fields. Except conventional approaches these are such operations as flushing of horizontal sections of the well, water shutoff, restriction of mechanical particles production, installation of cement bridges, milling and



Леонид М. Груздилович,
председатель ученого совета НП «ЦРКТ»
Leonid M. Hruzdilovich,
chairman of academic council of NP CRKT



Алексей З. Шакиев,
ведущий технолог
УИРС ООО «Уренгойгазпром»
Aleksei Z. Shakiev,
senior production manager of UIRS
of Urengoigazprom

ниторных насадок при одновременном движении трубы, многофункциональной газобустерной установки УНГ-8115. На скважинах Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения широко используется методика гидроимпульсного воздействия на ПЗП без предварительного глушения скважины, промывка гравийной навивки и фильтрующих элементов.



Николай Ю. Степанов,
главный геолог Бугульминского УГР ОАО «Татнефтегеофизика», рассказывает о геофизических исследованиях скважин
Nikolai Yu. Stepanov,
chief geologist of Bugulminski UGR of Tatneftegeophysika, tells about well geophysical investigations

перебойной работы предприятий, ведущих ремонтные работы на скважинах, требуют создания специализированных сервисных организаций.

Представитель **ОАО «Татнефть»** — ведущий инженер Актюбинского УКК и ПМ Райхан Миргасимович Сулейманов сделал обстоятельный доклад об опыте ремонта добывающих скважин, оборудованных ШГН по межтрубному пространству.



Константин В. Бурдин,
ведущий инженер СУПНП и КРС ОАО «Сургутнефтегаз»
Konstantin V. Burdin,
a senior engineer of SUPNP and KRS of Surgutneftegaz

(75 %), промывка забоя, углубление забоя, обследования забоя печатями. Работы проводятся на нагнетательном (80 %) и добывающем (20 %) фондах. Проводятся работы по отрезанию прихваченных НКТ и промывка проппанта после ГРП без подъема пакера на нагнетательных скважинах.

Относительно новыми для управления являются работы по межтрубному пространству, начатые с 2002 года. Преимущество их — в кратном уменьшении стоимости ремонта и снижении в 3–4 раза его продолжительности. Особенно

применение колтюбинговых технологий стабилизировало бездействующий фонд газовых и нефтяных скважин. Общий экономический эффект составил более 200 млн рублей. Докладчик определил круг проблем, которые необходимо решить для дальнейшего развития колтюбинговых технологий. Очевидно, что задачи осуществления качественной и бес-

фишинг, retrieval of stuck shutoffs, well mastering, well logging and other. As a result of the coiled tubing technologies application the duration of inflow stimulation after servicing has been reduced in several times, and in some cases amounted not more than 2–3 hours.

The use of coiled tubing allowed treating each effective pay individually, which significantly increases efficiency due to selective treatment. The treatment efficiency increases the opportunity to use special tools – patented nozzles during simultaneous tubing movement, multi-purpose unit UNG-8115. An approach of hydroimpulsive treatment of bottomhole formation zone with no well killing, gravel pack and filter element flushing is widely used on wells of Urengoi oil & gas condensate field.

The use of coiled tubing technologies allowed stabilizing of inactive stock of oil and gas wells. Total economic effect amounts over 200 mln of rubles. The lecturer defined the range of problems to solve for the further development of CT technologies. It is evident that such tasks aimed at provision of quality and uninterrupted operation of enterprises working with wells require establishment of special servicing companies.

A representative of **Tatneft** – a senior engineer of Aktubinski UKK and PM Raikhan Mirgasimovich Suleimanov prepared a detailed report on servicing experience of producing wells equipped with sucker-rod pumps in annular space.

From 1998 Tatneft accomplished 2754 well services with coiled tubing units. The prevailing activities that are already routine services now are bottomhole formation zone treatment (75 %), bottomhole flushing, bottomhole deepening, well logging with cameras. The operations are conducted with injection well stock (80 %) and producing well stock (20 %). They cut stuck tubing and flush proppant after hydraulic fracturing with no packer retrieval on injection wells.

Relatively new activities for the Administration are annular space services, which were started in 2002. The advantage of this kind of services is a multiple cost reduction and reduction of time in 3–4 times. It is especially effective for wells with high flow rates and anomalous pressure.

Suleimanov also admitted the increase of requirements for coiled tubing technologies towards specialist qualification. The efficiency of coiled tubing application is defined by professionalism, ability to make decisions operatively.

The joint report of Konstantin Valerievich Burdin, a senior engineer of Surgut Administration of oil recovery stimulation and well workover (SUPNP and KRS) of **Surgutneftegaz** and head of SUPNP and KRS L.M. Kochetkov has been prepared with assistance of Professor K.V. Zozulya (Department of well servicing and workover TGNGU). The lecturer – K.V. Burdin told about working experience of 127 crews of KRS. Initially Surgut Administration purchased a Stewart&Stevenson CTU,



Райхан М. Сулейманов,
ведущий инженер Актюбинского УКК и ПМ ОАО «Татнефть»
Raïchan M. Suleïmanov,
a senior engineer of Aktubinski UKK & PM of Tatneft

Ответом на поставленные требования являются колтюбинговые установки **Hydra Rig** с передвижным насосным блоком. Они оснащаются облегченными инжекторами Hydra Rig 580 грузоподъемностью 16, 27, 36, 45 и 90 т и с возможностью точного низкоскоростного управления, а также мачтой для позиционирования инжектора, имеющей привод от гидравлических винтовых домкратов, позволяющей поднимать инжектор до уровня 13 м от земли. Противовыбросовое оборудование компании Texas Oil Tools обеспечивает работу при давлениях 34 и 68 МПа и имеет массу и габариты более чем в 2 раза меньше, чем у предшествующих конструкций. Кроме того, компания разработала программы для отслеживания поведения гибких НКТ и прогнозирования наступления усталостного разрушения.

Колтюбинговые технологии предъявили новые требования к насосному оборудованию. Фирма TEM, дочернее предприятие Varco, разработала более экономичное специализированное оборудование с различными комбинациями насосных систем для цемента, азота и жидкостей.

Создание Hydra Rig трехплунжерного насоса для жидкого азота мощностью 1000 л.с. позволило разместить на одном прицепе установку производительностью 28320 м³/ч. Компания представляет также ряд вспомогательного оборудования, в частности кабельный инжектор для ввода (или снятия) кабеля внутрь колтюбинга, забойные двигатели, разнообразие соединений, специальный инструмент. Особые требования заказчиков к колтюбинговому оборудованию обеспечиваются индивидуальностью заказа.

Российско-белорусская **Группа компаний ФИД** продолжает активную работу по решению практических задач развития технической базы колтюбинговых технологий. Компания демонстрирует уверенный рост продаж на рынке России и СНГ. Если на 1 января 2000 г. на этом рынке из 40 действующих установок лишь одна была производства ФИД, то с 1 января 2000 г. по 1 января 2004 г. из 47 закупленных установок ФИД поставил 35. ФИД демонстрирует комплексный подход к проблеме выпуска оборудования, обеспечивает качественный и доступный сервис. Разработан типоразмерный ряд установок, налажен выпуск комплекса сопутствующего и вспомогательного оборудования, проводится адаптация оборудования к работам на морских платформах. Начата работа по внутрискважинному оборудованию — компоновке низа буровой колонны, программно-аппаратному комплексу.

ФИД обеспечивает сервисное обслуживание и ремонт своего оборудования, а также оборудования других фирм, осуществляет подготовку персонала для работы с колтюбингом.

Технология производства предприятия «ФИДМАШ», входящего в Группу компаний, сертифицирована в системе качества ISO 9001.

ФИД активно сотрудничает с поставщиками труб: Precision Tube Technology, ОАО «УралЛУКТрубмаш», — поставщиками сопутствующего оборудования и оснастки. По желанию заказчика оборудование может быть смонтировано на шасси российских, белорусских и зарубежных производителей. Потребителями продукции Группы компаний ФИД являются более 20-ти нефтедобывающих и сервисных компаний России, СНГ, а также других стран.

Рим Рифгатович Салигаскаров, инженер группы депрессивных методов вскрытия ООО «ИПЦ Интех» (г. Уфа), сообщил о результатах продолжающихся работ по освоению технологии колтюбингового бурения комплексом M4001. Бурение первой скважины в 2003 году позволило «обкатать» оборудование и получить необходимый опыт работы. К настоящему моменту пробурена вторая скважина; бурение выявило недостаточную надежность части используемого

downhole motors, a variety of couplings, special tools. A special requirement of customers towards coiled tubing equipment is provided with order individuality.

Russian-Byelorussian **FID Group** continues its activity on solution of practical tasks of development of technical facilities of coiled tubing equipment. The company shows a positive growth of sales on Russian and CIS markets. On 1st of January 2000 there was only one CTU on the market manufactured by FID, from 1st of January 2000 to 1st of January 2004 from 47 purchased units 35 were delivered by FID. FID shows a comprehensive approach towards equipment manufacturing, provides quality and affordable services. There is a range of coiled tubing units developed, arranged manufacturing of auxiliary and applied equipment, the equipment is being adapted for marine platforms. They started development of downhole tools – borehole assembly, software and hardware for the system.

FID provides servicing of its equipment, as well as equipment of other companies, provides personnel training for operation of coiled tubing units.

The manufacturing process of FID has been certified in accordance with ISO 9001.

FID cooperates with companies that deliver tubing: Precision Tube Technology, UralLUKtrubmash – suppliers of applied equipment and tools. According to customer's request it is possible to mount the equipment on chassis of Byelorussian, Russian and foreign manufacturers. The end users of FID group products are over 20 producing and servicing companies of Russia, CIS and other countries.

Rim Rifgatovich Saligaskarov, engineer of under- and overbalance drilling approaches of **Intech (Ufa)**, reported on results of activity aimed at mastering technology of drilling with



Рим Р. Салигаскаров,
инженер группы депрессивных методов
вскрытия ООО «ИПЦ Интех»
Rim R. Saligaskarov,
engineer of under- and overbalance
drilling approaches of Intech



Жак Е. Атті,
менеджер по продажам
Precision Tube Technology
Jacques E. Attie,
sales manager
of Precision Tube Technology

coiled tubing system M4001. The drilling of the first well in 2003 allowed to “break-in” the equipment and to gain necessary working experience. Today, a second well has been drilled, the drilling shows that some of the parts of nitrogen pumping unit and orienter steering system are not reliable enough. They also faced troubles in diagnostics of tubing deterioration. Today the specialists proceed to drilling of multibore well, coiled



оборудования: азотной установки, системы управления ориентатором и др. Проблемной является и диагностика степени износа трубы. В настоящее время специалисты группы приступают к бурению многозабойной скважины, в которой с помощью колтюбингового комплекса в продуктивном пласте будут буриться стволы протяженностью по 250 метров. Планируется опробование нового вида операций — извлечения дефлектора с помощью гибких труб.

Компании-производители колтюбинговых труб были представлены известной американской фирмой Precision Tube Technology и российским предприятием ОАО «УралЛУКтрубмаш».

Представитель **Precision** — менеджер по продажам Жак Атти подробно рассказал о принятой на предприятии фирмы технологии производства труб, в которой большое внимание уделяется системе поддержания стабильно высокого качества. Фирма готова принять заказ практически на все типоразмеры труб, используемых в колтюбинге. Система контроля включает как приборные технологического контроля производства, так и входной контроль ключевых параметров металла, определяющих качество труб, в частности контроль химсостава металла каждой плавки независимой лабораторией. Впечатляют предлагаемые фирмой услуги по снятию по желанию заказчика внутреннего грата в трубах, а также по доставке бунтов труб авиатранспортом.

ОАО «УралЛУКтрубмаш» успешно продолжает работу по стабилизации качества выпускаемых труб. Отвечая на вопрос из зала: «Когда же хорошие трубы будем делать?» — представитель завода Е.Л. Симанов рассказал о том, что на предприятии пущена в эксплуатацию линия 100 %-ной индукционной термообработки труб, систематически проводится работа с металлургическим заводом «Северсталь» по повышению качества металла. О потенциальных возможностях дальнейшего повышения качества свидетельствуют приведенные данные опроса потребителей: при средней наработке бунта труб, составляющей 95 спуско-подъемных операций, максимальная достигает 243! Завод планирует освоение новой марки стали, имеющей повышенные физико-механические характеристики.

Уже традиционной для конференции становится обсуждение проблемы контроля качества гибких труб в процессе их эксплуатации. Получение информации о степени износа длинномерной трубы становится особенно актуальным при колтюбинговом бурении, где обрывы могут привести к тяжелым экономическим последствиям. Из зарубежных систем известность среди российских специалистов получил дефектоскопический комплекс Vetka, который, однако, для большинства российских фирм недоступен из-за высокой стоимости. Компания Texas Oil Tools предлагает также патентованные программы для отслеживания поведения гибких НКТ и прогнозирования наступления усталостного разрушения. При этом пользователь судит о текущем состоянии гибких НКТ, опираясь на точные данные о соответствии гибких НКТ стоящим задачам, а не на основании опыта и интуиции оператора.

ЗАО НПФ «ГИТАС» предложило российский вариант аппаратуры «Дефектоскоп-колтюбинг», предназначенный для контроля технического состояния длинномерной безмуфтовой трубы. Прибор калибруется по принятым для труб стандартным образцам и дает информацию о наличии дефектов в трубе; в настоящее время авторы анализируют статистический материал, полученный в процессе эксплуатации прибора, с целью разработки методик идентификации дефектов и «обучения» системы.

ОАО НПФ «ВНИИГИС» презентовало телеметрическую систему ЗТС-42 ННКТ для управления колтюбинговым

tubing system would drill holes up to 250 meters long. It is scheduled to try new kind of servicing – retrieval of baffle plate with coiled tubing.

Companies that produce coiled tubing were represented by well-know American company Precision Tube Technology and Russian company UralLUKtrubmash.

Representative of **Precision** – a sales manager Jacques Attie, told in details about technology of tubing manufacturing that pays great attention to maintenance of high quality. The company is ready to accept orders for almost all tubing sizes that are being used in coiled tubing industry. The quality control system includes appliances of manufacturing quality control, in particular the quality of chemical composition of metal of each melt with an independent laboratory. The offered services by the companies are quite impressive: removal of internal barb in tubing, delivery of tubing spools by air.

UralLUKtrubmash continues its activity for maintenance of sustained quality of its products. Replying a question “When are we going to make good tubing?” the factory representative E.L. Simanov told that they launched a line of tubing 100% inductive thermal process-



Евгений Л. Симанов,
инженер-технолог ОАО «УралЛУКтрубмаш»
Evgeniy L. Simanov,
industrial engineer of UralLUKtrubmash

ing, systematically conduct activities with metallurgical factory Severstal, aimed at metal quality increase. A data from questionnaire of average tubing life shows that it provides for 95 pulling-and-running operations, the maximum number is 243, which proves opportunities for further quality increase. The factory plans to use new steel that has increased physicochemical properties.

A discussion of quality assurance control while servicing became a tradition for the conference now. The problem of obtaining information on rate of wear is especially vital for coiled tubing drilling, where tubing parting could lead to severe economic consequences. The defectoscope system

Vetka, known to Russian specialists is not available for the majority of Russian companies because of high cost. Texas Oil Tools offers patented software for tracking of coiled tubing behavior and cycle fatigue prediction. The user judges upon conduction of coiled tubing on a basis of precise data of CT correspondence for present goals, but not on a basis of operator's experience and intuition.



Владислав В. Даниленко,
инженер-геофизик ЗАО НПФ «ГИТАС»
Vladislav V. Danilenko,
geologist of GITAS

бурением, успешно прошедшую испытания при бурении колтюбингом горизонтального ствола, а также программно-управляемые комплексы для исследования скважин малого диаметра различного назначения. Диаметры скважинных модулей – 36, 48, 50, 60 мм при температуре до 140°C и давлении до 60 МПа.

В докладе, представленном В.П. Дыбленко, И.А. Туфановым, С.Н. Солонициным (ООО «НПП Ойл-Инжиниринг», г. Уфа), Ю.В. Лукьяновым (ООО «НГДУ «Краснохолмск-нефть»»), авторы сообщили информацию об успешном продолжении процесса внедрения волновых технологий для повышения продуктивности скважин. Начавшееся в 2002 году внедрение волновых технологий показало их высокую эффективность на промыслах ОАО «Татнефть», ОАО «АНК «Башнефть»». Технология применялась на нагнетательных скважинах в сочетании с обработкой призабойной зоны пласта растворителем СНПХ-7870 и соляной кислотой. Увеличение приемистости



Сергей В. Потехин,
коммерческий директор ЗАО «ГРАСИС»
Sergey V. Potekhin,
commercial director of GRASIS

составило от 4 до 25 раз! Достигнута договоренность об использовании технологии на нагнетательных скважинах компании Al Furat в Сирии. Специалисты проводят работу по новым направлениям использования технологии выбросабрирования.

ООО «НПП Атомконверс» представило азотные компрессорные станции производительностью до 10 Nm³/мин при давлении до 25 МПа, а также азотные компрессорные

станции морского базирования.

Представитель ЗАО «ГРАСИС» С.В. Потехин представил спектр выпускаемого оборудования, в том числе воздухо-разделительные установки, газоразделительные установки, передвижные компрессорные станции, серию азотных компрессорных станций, в частности производительностью до 20 Nm³/мин и на давлении до 25 МПа. Оборудование отличается высокой надежностью.

На конференции были подведены итоги второго этапа Всероссийского конкурса «Колтюбинг без границ».

В заключение директор НП «ЦРКТ» В.А. Шуринов поблагодарил собравшихся за состоявшийся плодотворный обмен информацией и призвал к сотрудничеству в рамках Партнерства. «Прошло время “разбрасывания камней”, когда каждая компания старалась обособиться, — сказал В.А. Шуринов. — Настало время совместной работы по информационному обмену, и участие Партнерства может стать во главе угла этой работы».

По русской традиции, конференция закончилась дружеским ужином, на котором все участники получили возможность для товарищеского неформального общения. Собравшиеся выразили единодушное мнение о большом, еще не раскрытом потенциале колтюбинговых технологий. Наверное, прав был доктор технических наук Азат Ахметович Ахметов, когда сказал, что надеется дожить до того времени, когда колтюбинг достанет нефть с глубины 18–20 тыс. метров — из предсказанных новых колоссальных запасов углеводородов.

GITAS offered a Russian sample of “Defectoscope – coiled tubing”, designed for control of technical condition of coiled tubing. The tool is calibrated according to standard samples and provides information on defects found in tubing. Now the authors analyze statistical material obtained while operating the tool for the purpose of approaches development of defects identification and system “teaching”.

VNIIGIS has presented a telemetry system 3TS-42 NNKT for coiled tubing

drilling control, that has successfully been tested during drilling of horizontal bore, as well as software controlled systems for logging of slim hole of different purposes. The O.D. of the well modules are 36, 48, 50, 60 mm at 140°C and pressure up to 60 mPa.

In their report V.P. Dyblenko, I.A. Tufanov, S.N. Solonitsyn (Oil-Engineering, Ufa), Y.V. Lukyanov (Krasnoholmskneft) informed about successful introduction of new wave technologies for the flow rate increase. The beginning of introduction of wave technologies in 2002 showed its high efficiency on fields of Tatneft, Bashneft. Technology has been applied to injection wells combining with treatment of bottomhole zone with solvent SNPH-7870 and hydrochloric acid. The increase of intake capacity of well increased in 4-25 times. There is an agreement on use of technology on injection wells of company Al Furat in Syria. Specialists works on new directions using technology of vibroswabbing.

Atomkonvers presented new nitrogen units with capacity up to 10 Nm³/min at a pressure of 25 mPa, as well as nitrogen units for offshore operations.

The representative of GRASIS S.V. Potekhin presented a range of equipment that is being produced, including air and gas separating units, mobile pumping stations, a range of nitrogen pumping stations, with capacity in particular up to 20 Nm³/min at a pressure of 25 mPa. The equipment is very reliable.

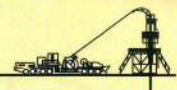
During the conference there has been made a conclusion on second stage of All-Russian competition “Coiled tubing without limits.”

In conclusion Director of CRKT V.A. Shurinov thanked those who gathered for the productive information sharing and appealed to cooperate within the frames of Partnership. “The time, when each company tried to stand apart is over”, — said V.A. Shurinov. — “Now it is the time of joint cooperation of information exchange and participation of Partnership could be at the head of the activity”.

According to Russian tradition the conference was closed with a friendly dinner, where the participants had an opportunity for informal communication. The gathered participants expressed their mutual opinion on huge undisclosed potential of coiled tubing technologies. Probably Azat Akhmetovich Akhmetov was right when he said he hopes to live till the time when coiled tubing would be capable to produce oil from depths of 18-20 thousand meters — one of the predicted tremendous hydrocarbon deposits.



Василий М. Щербатюк,
генеральный директор
ООО «НПП Атомконверс»
Vasily M. Scherbatyuk
general director of Atomkonvers



ПОЗДРАВЛЯЕМ ПОБЕДИТЕЛЕЙ

ВТОРОГО ЭТАПА ВСЕРОССИЙСКОГО КОНКУРСА «КОЛТЮБИНГ БЕЗ ГРАНИЦ!»

WE CONGRATULATE WINNERS OF

SECOND STAGE OF ALL-RUSSIAN COMPETITION "COILED TUBING WITHOUT LIMITS"!

Дипломы и памятные призы вручены:

1) творческому коллективу в составе:

Леонард Михайлович Кочетков, начальник Сургутского Управления повышения нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин (СУПНП и КРС) ОАО «Сургутнефтегаз»,

Константин Валерьевич Бурдин, ведущий инженер Сургутского Управления повышения нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин (СУПНП и КРС) ОАО «Сургутнефтегаз»,

Григорий Павлович Зозуля, заведующий кафедрой «Ремонт и восстановление скважин» Тюменского Государственного нефтегазового университета,

Марина Валерьевна Листак, ассистент кафедры «Ремонт и восстановление скважин» Тюменского Государственного нефтегазового университета,

за разработку колтюбинговых технологий по изоляции заколонных перетоков в горизонтальных скважинах;

2) **Изилу Галимзяновичу Юсупову**, главному научному сотруднику института «ТатНИПИнефть»,

за технико-экономическую проработку технологии колтюбингового электрооборудования при строительстве горизонтальных и многозабойных скважин;

3) **ООО «ИПЦ Интех» ОАО «АНК "Башнефть"»**

(генеральный директор — **М.Р. Рахматуллин**)

за активное освоение буровых технологий с применением колтюбингового оборудования;



4) **ООО «Оренбурггазпром»**

(генеральный директор — **С.И. Иванов**)

за активную работу по адаптации колтюбингового оборудования отечественного производства к специфическим условиям эксплуатации в южных газодобывающих областях Российской Федерации;

5) **журналу «Oil&Gas Eurasia»**

(главный редактор — **П. Шимчак**)

за активную работу по распространению информации о развитии колтюбинговых технологий в нефтегазовом комплексе Российской Федерации;

6) **Управлению интенсификации и ремонта скважин ООО «Уренгойгазпром»** (начальник управления — **А.А. Ахметов**)

за внедрение широкой гаммы технологий по ремонту скважин и интенсификации газодобычи с применением колтюбинга.

Diplomas and prizes were presented to:

1) creative team:

Leonard Mikhailovich Kochetkov, Head of Surgut administration for oil recovery stimulation and well workover (SUPNP and KRS) of Surgutneftegaz,

Konstantin Valerievich Burdin, Lead engineer of Surgut administration for oil recovery stimulation and well workover (SUPNP and KRS) of Surgutneftegaz,

Grigory Pavlovich Zozulia, Head of department of "Well servicing and workover" of Tyumen State Oil and Gas University,

Marina Valerievna Listak, Assistant of department of "Well servicing and workover" of Tyumen State Oil and Gas University,

For development of coiled tubing technologies for behind-the-casing flow shutoff in horizontal wells.

2) **Izil Galimzanovich Yusupov**, Senior research officer of TatNIPIneft institute,

for technical and economic developmental work of coiled tubing electric drilling in construction of horizontal and multihole wells;

3) **IPC Intech, ANK Bashneft**

(General Director — **M.R. Rachmatullin**)

for active mastering of drilling technologies with application of coiled tubing equipment;

4) **Orenburggazprom**

(General Director — **S.I. Ivanov**)

for active participation in adaptation of domestic coiled tubing equipment for specific conditions of southern gas producing areas of Russian Federation;

5) **«Oil&Gas Eurasia»**

Editor in Chief — **P. Szymczak**

for active spreading of information on development of coiled tubing technologies in oil and gas complex of Russian Federation.

6) **Administration for stimulation and well servicing of Urengoigazprom**

(Head of administration **A.A. Akhmetov**)

for introduction of wide range of technologies aimed at well servicing and stimulation of gas production with coiled tubing use.



Директор НП ЦРКТ **В.А. Шуринов** вручает диплом и приз **Азату А. Ахметову**, начальнику УИРС ООО «Уренгойгазпром»

Director of NP CRKT **V.A. Shurinov** presents a diploma and a prize to **Azat A. Akhmetov**, chief of UIRS of Urengoigazprom

Поздравляем с юбилеем! Our congratulations on anniversary!

ЛЕОНАРДУ МИХАЙЛОВИЧУ КОЧЕТКОВУ — 60 ЛЕТ!

LEONARD MIKHAILOVICH KOCHETKOV — IS 60

Начальник Сургутского управления по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин Леонард Михайлович Кочетков родился 1 ноября 1944 года в селе Октябрьском Октябрьского района Тюменской области.

Трудовую деятельность начал с 1961 года, по окончании школы, рыбаком рыболовецкой артели. В 1963 г. был призван на военную службу. По окончании срока военной службы Л.М. Кочетков работал водителем автомобиля в автотранспортной конторе Главтюменьнефтегаза.

В 1967 году поступил на 1-й курс Тюменского Индустриального института по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Окончив вуз в 1972 г., работал на предприятиях ПО «Сургутнефтегаз» буровщиком, мастером, старшим мастером по капитальному ремонту скважин, начальником цеха, начальником базы производственного обслуживания, главным инженером Управления, начальником ЦБПО ЭПУ.

11 ноября 1985 года назначен начальником вновь созданного Сургутского управления по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин (СУПНП и КРС). Обладая высокими организаторскими способностями, знаниями, огромным опытом работы на различных должностях, сумел наладить четкую, слаженную работу и взаимодействие инженерных служб, производственных цехов, что способствовало и способствует успешному выполнению и перевыполнению Управлением технико-экономических показателей.

Под непосредственным руководством Леонарда Михайловича успешно внедряются новые, прогрессивные технологические разработки отечественных и зарубежных фирм в области повышения нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин. Л.М. Кочетков стоял у истоков внедрения колтюбинговых технологий в Управлении и сегодня продолжает оставаться активным участником развития этих технологий в ОАО «Сургутнефтегаз».

В июне 1998 года решением диссертационного совета Тюменского государственного нефтегазового университета Леонарду Михайловичу присуждена ученая степень кандидата технических наук.

За заслуги перед государством, внесенный вклад в развитие нефтегазового комплекса Л.М. Кочетков неоднократно награждался государственными и правительственными наградами, наградами Министерства топлива и энергетики, ОАО «Сургутнефтегаз»: награжден Орденом Почета, медалью «20 лет Победы в Великой Отечественной войне», медалью «За освоение недр и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири». Ему присвоены звания «Отличник нефтяной и газовой промышленности», «Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности», «Почетный нефтяник», «Заслуженный работник Министерства топлива и энергетики Российской Федерации», «Почетный работник топливно-энергетического комплекса».

Оказывая высокое уважение и доверяя умелому руководству Л.М. Кочеткова, его человечности и деловым качествам, избиратели г. Сургута 14 января 2001 года избрали его депутатом Сургутской городской Думы. Л.М. Кочетков входит в состав координационного совета по международным и межрегиональным связям, является членом постоянной комиссии городской Думы по социальной и молодежной политике, входит в состав наблюдательного совета по вопросам формирования муниципального заказа города окружного значения Сургута, где обдуманно, взвешенно, со всей гражданской ответственностью решает жизненно важные вопросы города.

Л.М. Кочетков является автором многих статей и членом редакционного совета журнала «Время колтюбинга» с момента основания издания.

Поздравляем Леонарда Михайловича с 60-летним юбилеем и желаем крепкого здоровья, благополучия, успехов в профессиональной деятельности.

Коллективы СУПНП и КРС, НП «ЦРКТ», Группы ФИД и редакции журнала

Head of Surgut administration for oil recovery stimulation and well workover Leonard Mikhailovich Kochetkov was born on 1 of November 1944 in a village Oktiabrskoe, Oktiabrsky district, Tyumen region.

After he finished school he started his working activity in 1961 as a fisherman of fishing artel. In 1963 he went to a military service. After the army L.M. Kochetkov worked as a car driver in haulage contractor of Glavtyumenneftegaz.

In 1967 he entered Tyumen Industrial Institute, specialty "Development and operation of oil and gas fields". He graduated from the Institute in 1972, worked for Surgutneftegaz enterprises as a driller, master, senior master of well workover, shop superintendent, head of servicing department, senior engineer of Administration, head of TsBPO EPU.

On 11 of November 1985 he was appointed Head of Surgut administration for oil recovery stimulation and well workover (SUPNP and KRS). Possessing good managerial abilities, knowledge, huge working experience on different positions, he managed to establish accurate coordinated work and interaction of engineering departments, shops that facilitated and still facilitates successful fulfillment and overfulfillment of technical and economic indices of Administration.

Under direct control of Leonard Kochetkov there have been successfully implemented new, advanced technological development of domestic and overseas companies relating intensification of production and well workover. Kochetkov was one of the pioneer that first implemented coiled tubing technologies in Administration and today he is still an active participant of development of the technologies in Surgutneftegaz.

In June 1998 by the decision of dissertation council of Tyumen state oil and gas university Leonard Kochetkov was awarded the degree of Doctor of Science.

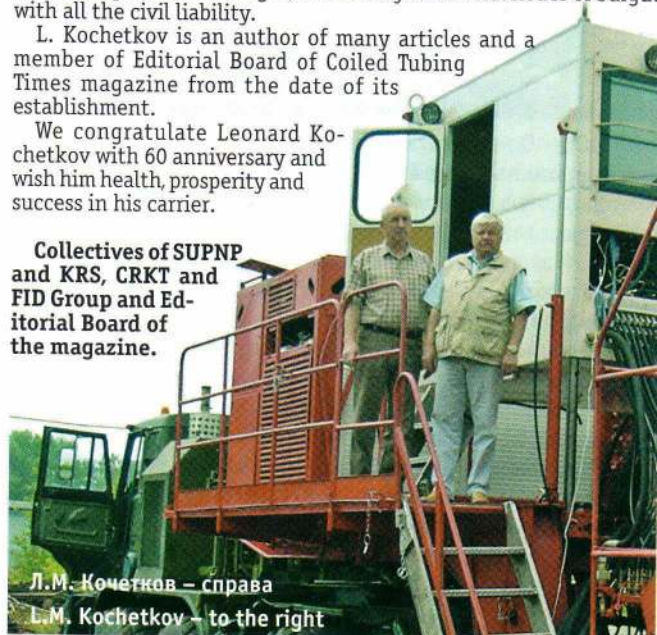
For the merits to state, his contribution into development of oil and gas industry L.M. Kochetkov repeatedly has been awarded with state and government rewards, rewards from Ministry of Fuel and Energy, Surgutneftegaz: awarded him with order of honour, medal "20 years of Victory in Great patriotic war", medal "for the development of bowels and development of oil and gas system of Western Siberia". He awarded with honorary titles "Excellent worker of oil and gas industry", "Honoured worker of oil and gas industry", "Honoured oilman", "Honoured worker of Ministry of fuel and energy of Russian Federation", "Honoured worker of fuel and energy complex".

Treating L. Kochetkov with high respect and entrusting his managerial abilities, his humaneness and professional qualities, the body of electors of Surgut elected him on 14 of January 2001 deputy of Surgut town council. L. Kochetkov is a member of coordinating board for international and interregional relations, is a member of standing commission for social and youth politics, member of supervisory board for municipal order of Surgut, where they solve vital issues of Surgut with all the civil liability.

L. Kochetkov is an author of many articles and a member of Editorial Board of Coiled Tubing Times magazine from the date of its establishment.

We congratulate Leonard Kochetkov with 60 anniversary and wish him health, prosperity and success in his carrier.

Collectives of SUPNP and KRS, CRKT and FID Group and Editorial Board of the magazine.



Л.М. Кочетков — справа

L.M. Kochetkov — to the right



ВАЛЕРИЮ ИСААКОВИЧУ ГРАЙФЕРУ — 75 ЛЕТ!

VALERY ISAAKOVICH GRAYFER IS 75 !

Профессор, академик Академии горных наук (1995) и Международной топливно-энергетической академии (1997), почетный доктор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (1999) Валерий Исаакович Грайфер родился 20 ноября 1929 г. в г. Баку Азербайджанской ССР.



В 1952 г. окончил Московский нефтяной институт им. И.М. Губкина (ныне — Российский государственный университет нефти и газа) по специальности «Разработка нефтяных и газовых месторождений», квалификация — горный инженер.

После окончания вуза на протяжении двадцати лет работал в нефтяной промышленности Татарии, приняв активное участие в освоении одного из крупнейших нефтяных месторождений России — Ромашкинского.

Начинал трудовую биографию в НГДУ «Альметьевнефть» объединения «Татнефть» помощником мастера по добыче нефти, продолжив заведующим внутрипромысловой перекачки, мастером по добыче нефти, начальником производственно-технического отдела НГДУ, с 1956 г. — начальником отдела добычи нефти и газа — заместителем главного инженера объединения.

В 1957 г. (период передачи промышленности в подчинение местным органам власти с упразднением министерств) назначается начальником отдела добычи, переработки нефти и газа Управления нефтяной промышленности Татарского совнархоза (Казань), в 1962 г. — управляющим трестом «Татнефтегаз», с воссозданием в 1964 г. объединения «Татнефть» — главным инженером — заместителем начальника объединения (г. Альметьевск).

В 1972 г. переведен в Миннефтепром СССР начальником Планово-экономического управления — членом Коллегии министерства.

В 1985 г. назначен заместителем министра нефтяной промышленности СССР — начальником Главного Тюменского производственного объединения по нефтяной и газовой промышленности (Главтюменнефтегаз, Тюмень), в 1990 г. — заместителем председателя Научно-технического совета Миннефтегазпрома СССР. После упразднения союзных министерств становится исполнительным директором по научно-техническому прогрессу и экологии нефтяного концерна «ЛангепасУрайКогалымнефть» (ЛУКОЙЛ).

В 1992 г. организовал и возглавил акционерное общество «Российская инновационная топливно-энергетическая компания» (ОАО «РИТЭК», президент, генеральный директор), первым воплотив на практике собственные наработки по созданию в нефтяной промышленности структур, альтернативных государственным предприятиям. Одновременно — профессор кафедры экономики нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина.

Заместитель председателя Экспертного совета и член Центральной комиссии по разработке Минэнерго России, с 2000 г. — председатель (член — с 1996 г.) Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ», член редколлегии журналов «Нефть и бизнес» и «Нефтяник», Ученого совета РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, возглавляет Совет попечителей университета; избирался депутатом Верховного Совета Татарской АССР (1968–1972).

Автор тридцати шести изобретений; более ста пятидесяти опубликованных работ — итог исследований, предложений, обобщения опыта в области нефтедобычи ученого-практика, инженера.

Лауреат Ленинской премии — за развитие автоматизированных систем управления в отрасли (1976) и премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники (2001).

Награждался орденами Ленина (1971), Трудового Красного Знамени (1966), «Знак Почета» (1959), Дружбы (1996), «За заслуги перед Отечеством» IV степени (1999), медалями «За доблестный труд. В ознаменование 100-летия со дня рождения В.И. Ленина» (1970), «Ветеран труда» (1984), Почетной грамотой Президиума Верховного Совета Татарской АССР (1958); удостоен звания «Почетный нефтяник» (1979).

Заслуженный деятель науки и техники РСФСР (1966), заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РСФСР (1967).

Валерий Исаакович — любящий отец двух дочерей и прекрасный семьянин.

Поздравляем Валерия Исааковича с 75-летием и желаем здоровья, долголетия, творческих успехов.

Коллективы НП «ЦРКТ», Группы ФИД и редакции журнала

Professor, academician of Academy of Mines science (1995) and international fuel and energy academy (1997), honorary doctor of I.M. Gubkin RGU of oil and gas (1999) Valery Isaakovich Grayfer was born on 20 of November 1929 in Baku, Azerbaijan SSR.

In 1952 he graduated from Moscow Gubkin oil institute (now – Russian State University of Oil and Gas) with specialty “development of oil and gas fields”, qualification – mining engineer.

After graduation he has been working for 20 years in oil industry of Tataria, took active part in development of one of the biggest oilfields of Russia – Romashkinski.

He started his working activity in Almetievneft of Tatneft association as a master assistant for oil production, further – chief of interfiled pumping, master of oil production, head of production and technical department of NGDU, and from 1956 – head of department for oil and gas production – deputy of chief engineer of the association.

From 1957 (the time when the industry was passed to local authorities with Ministries’ control) he was appointed chief of production department, petroleum and gas refining department of Administration of oil industry of Tatarski Sovnarkhoz (Kazan), in 1962 – Tatneftgaz trust general manager, with reestablishment of Association Tatneft in 1964 – chief engineer – deputy head of association (Almetievsk).

In 1972 he was transferred to Ministry of Petroleum Industry of USSR as a head of economic planning administration – member of Ministry Board.

In 1985 he was appointed deputy minister of oil industry of USSR – head of principal Tyumen Industrial Association for oil and gas industry (Glavtyumenneftegaz, Tyumen), in 1990 – deputy chairman of scientific and technical council of ministry of oil and gas industry of USSR. After abolishment of union’s ministries he became the chief executive for scientific and technological advance and ecology of oil concern “LangepasUraiKogalymneft” (LUKOIL).

In 1992 he established and headed joint-stock company “Russian innovation fuel-energy company” (RITEK, President, General Director), he was the first who implemented own developments for establishment of structures in oil industry that are alternative to state enterprises. At the same time he is a professor of chair of economics of oil and gas industry of Russian Gubkin State University of oil and gas.

Deputy chairman of expert council and member of central commission for development of Ministry of Energy of Russian Federation, from 2000 he is chairman (member from 1996) of board of directors of LUKOIL, member of editorial board of magazines “Oil and business”, “Oilmen”, Academic council of Gubkin RGU of oil and gas, he is a head of curator council of the university, he was elected as a deputy to Supreme Soviet of Tatar SSR (1968-1972).

Author of 36 inventions, over 150 published articles – the result of researches, offers, experience summarizing in the field of oil production of scientist – expert, engineer.

Laureate of Lenin Prize – for the development of automated management systems in the field (1976) and prize of government of Russian federation in the field of science and engineering (2001).

He was awarded with Lenin order (1971), Labour Red Flag (1966), “Sign of Honour” (1956), “Friendship” (1996), “For the merits to the fatherland” IV grade (1999), medals “For the valiant work. To celebrate 100 anniversary of V.I.Lenin” (1970), “Labour veteran” (1984), with diploma of presidium of Supreme Soviet of tatarski ASSR (1958), honoured as “honorary oilman” (1979).

The active figure of science and engineering of Russian Federation (1966), merited worker of oil and gas industry of Russian Federation (1967).

Valery Isaakovich is a loving father of two daughters and excellent family man.

We congratulate Valeri Isaakovich with 75 years and wish good health, long years and success.

Collectives of CRKT, FID Group and Editorial Board of the magazine.

СОБЫТИЕ/EVENT

Станислав Петрович Голещикин родился 7 сентября 1954 г. в г. Грозном.

После обучения в Грозненском нефтяном институте по специальности «Горный инженер по разработке нефтяных и газовых скважин» в 1977 г. С.П. Голещикин был направлен на работу в НГДУ «Горскнефть» ПО «Грознефть».

В 1982 г. С.П. Голещикин был назначен начальником центрально-технологической службы НГДУ «Горскнефть»; в 1985 г. – вновь начальником производственно-технологического отдела, а в 1986 г. – главным инженером НГДУ «Горскнефть». В 1987 г. С.П. Голещикина перевели в Малгобекское НГДУ страшим инженером в цех по добыче нефти и газа № 4 и в этом же году назначили начальником производственного отдела по добыче нефти и газа ПО «Грознефть».

В 1992–1993 гг. С.П. Голещикин занимал должность заместителя начальника Главного управления по добыче нефти и газа — главного инженера Министерства нефтяной и химической промышленности Чеченской Республики, главного инженера — заместителя генерального директора АО «Сеулнефть». В 1993–1997 гг. он работал в АОЗТ «Нефтестройсервис» заместителем директора нефтяной дирекции, главным инженером, начальником экспедиции, вице-президентом.

С 1997 г. С.П. Голещикин работает в НК «Роснефть» заместителем директора Департамента нефтегазодобычи — начальником отдела техники и технологии нефтегазодобычи, а с 1999 г. — директором этого Департамента. В своей работе С.П. Голещикин уделяет много внимания внедрению новых техники и технологий, сокращению простаивающего фонда скважин, техническому перевооружению организаций нефтегазового комплекса.

За большой вклад в развитие нефтегазодобывающей отрасли Станиславу Петровичу Голещикину присвоено звание «Почетный нефтяник», он награжден Почетной грамотой Министерства энергетики Российской Федерации.



Stanislav Petrovich Goleshchikhin was born on 7 of September 1954 in Grozny.

After graduation of Grozny Oil institute, specialty "Mining engineer for development of oil and gas wells" in 1977. Stanislav Goleshchikhin was sent to Gorskneft of Grozneft.

In 1982 Stanislav Goleshchikhin was appointed head of central-technological service of Gorskneft, in 1985 – again the head of production and technical department, and in 1986 – chief engineer of Gorskneft.

In 1987 Stanislav Goleshchikhin was transferred to Malobeski NGDU as a senior engineer to the shop of oil and gas production No.5 and this year he was appointed the head of manufacturing department for oil and gas production of Grozneft.

In 1992-1993 Stanislav Goleshchikhin was the deputy chief of Main administration of oil and chemical industry of Chechen republic, chief engineer – deputy general director of Seulneft. In 1993-1997 he worked in Neftestroysevice as deputy director of oil administration, chief engineer, chief of expedition, vice-president.

From 1997 Stanislav Goleshchikhin works for Rosneft as deputy director of oil and gas production department – head of equipment and technology department, and from 1999 – director of the department. In his activity Stanislav Goleshchikhin pays a lot of attention to implementation of new equipment and technology, reduction of number of temporarily shut-in wells, technical re-equipment of companies of oil and gas system.

For the significant contribution to development of oil and gas industry Stanislav Goleshchikhin awarded title "honorary oilmen", he is awarded with diploma of Ministry of energy of Russian federation.

Поздравляем Станислава Петровича с 50-летием и желаем здоровья, благополучия и процветания, успехов в самых смелых начинаниях.

Коллективы НП «ЦРКТ», Группы ФИД и редакции журнала

We congratulate Stanislav Petrovich Goleshchikhin with 50 years and wish good health, prosperity and success in every undertaking.

Collectives of CRKT, FID Group and Editorial Board of the magazine.

Дефектоскоп-колтюбинг

Для контроля технического состояния длинномерной безмуфтовой трубы

ОАО «ГАЗПРОМ»
Тел.: (095) 719-68-36
Факс: (095) 719-47-61

ФГУП «ГНЦ РФ НИИАР»
Тел.: (84235) 6-55-18

ЗАО НПФ «ГИТАС»
Тел./ Факс: (34767) 5-79-58
452614, Россия, Башкортостан,
г. Октябрьский, ул. Горького, 1
E-mail: Gitas@poikc.bashnet.ru

СОБЫТИЕ/EVENT



ПУТЬ ОТ МИНСКА ДО ХЬЮСТОНА

THE WAY FROM MINSK TO HOUSTON

НА СТРАНИЦАХ ЖУРНАЛА МЫ СТАРАЕМСЯ РЕГУЛЯРНО РАССКАЗЫВАТЬ О ТЕХНИЧЕСКИХ НОВИНКАХ, КОТОРЫЕ ПРЕДЛАГАЕТ НЕФТЯНИКАМ И ГАЗОВИКАМ ОСНОВНОЙ ПОСТАВЩИК КОЛТЮБИНГОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА РОССИЙСКИЙ РЫНОК — ГРУППА ФИД.

СЕГОДНЯ «ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА» БЕСЕДУЕТ С Е.Б. ЛАПОТЕНТОВОЙ, ДИРЕКТОРОМ ОДНОГО ИЗ ПРЕДПРИЯТИЙ ФИДА — УП «НОВИНКА», ЗАНИМАЮЩЕГОСЯ ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ.

ВК: Елена Борисовна, сегодня большинство производителей, предлагающих свое оборудование на нефтегазовом рынке, заявляют о том, что главной целью их бизнеса является удовлетворение потребностей потребителей. Какие принципы лежат в основе деятельности Группы ФИД? Что является главным?

Если компания имеет необходимый потенциал, работает быстро и согласованно, появляется возможность удовлетворить запросы любого, даже самого требовательного заказчика.

Первая задача, которую мы ставили перед собой, выходя на рынок, и успешно решили, — создать работоспособное оборудование и перейти к его серийному выпуску. Следующий этап, который мы прошли, — это усовершенствование конструкции на основе мирового опыта, в том числе и наших конкурентов. Сегодня мы выступаем на рынке совершенно в новом качестве. У нас разработан свой «фирменный» подход к решению реальных технологических задач наших заказчиков.

В течение двух последних лет мы много работали в этом направлении и сейчас способны выполнять гораздо более сложные задачи в области новых разработок и с более высоким качеством, если речь идет о комплектации, надежности и послепродажных действиях. Понятно, что все это немисливо без тесной работы с потребителем и учета всех его пожеланий. Мы ставим перед собой задачу конструировать и производить то, что хотят покупать потребители.

ВК: Вы упомянули новые разработки. Можете ли рассказать о них или это является секретом компании?

2004 год был годом проектов, связанных с поставками оборудования для крупнейших международных компаний — мировых лидеров в сервисных услугах, однако в обсуждении подробностей мы ограничены соглашениями о конфиденциальности.

Что касается собственно перспективных разработок, то это прежде всего создание оборудования, расширяющего возможности применения колтюбинга. Из новых разработок могу отметить оборудование для ремонта скважин на морских платформах, новые технические и компоновочные решения для колтюбингового бурения.

OUR MAGAZINE TRIES TO TELL ABOUT TECHNICAL NEWS, THAT HAVE BEEN OFFERED TO OIL AND GAS WORKERS BY THE MAIN SUPPLIER OF COILED TUBING EQUIPMENT TO RUSSIAN MARKET — FID GROUP.

COILED TUBING TIMES MAGAZINE TALKED RECENTLY WITH ELENA LAPOTENKOVA, DIRECTOR OF ONE OF FID COMPANIES NOVINKA, INVOLVED IN INNOVATION ACTIVITY.

CTT: Elena Borisovna, the majority of producers offering equipment on oil and gas market, announce that their primary goal is to satisfy customers needs. What is the basis of FID activity? What is the primary objective?

If the company possesses the necessary potential, operates in a quick and consistent manner, we will have an opportunity to satisfy the needs of any, even the most demanding customer.



СЛОВО ПРОФИ/ЭКСПЕРТ/ОПИНЬОН

ВК: Изменяется ли структура ваших партнерских взаимоотношений на российском нефтегазовом рынке?

Мы по-прежнему уделяем большое внимание сотрудничеству с ведущими нефтегазовыми компаниями России. Важной остается работа с предприятиями ОАО «Газпром» как в отношении новой продукции, так и модернизации уже эксплуатируемой техники. Хорошим опытом уходящего года явилась поставка колтюбинговой установки в Чеченскую Республику для ОАО «Грознефтегаз». Об этом рассказывалось в десятом номере журнала «Время колтюбинга». Также хотелось бы отметить растущий интерес к колтюбингу со стороны небольших самостоятельных российских сервисных предприятий.

ВК: А как обстоят дела с колтюбинговым бурением в Башкирии? Как показало себя поставленное ФИДОм буровое оборудование?

Представители ОАО «Башнефть» уже дважды (на четвертой и пятой колтюбинговых конференциях) докладывали о работах, проведенных колтюбинговым комплексом КМ4001. Поскольку буровой колтюбинг – пока редкое для России явление, на отработку технологии и оборудования потребовалось время. К настоящему моменту операции успешно проведены на нескольких скважинах.

В докладе «Опыт колтюбингового бурения горизонтальной скважины», кстати, опубликованном в восьмом номере журнала «Время колтюбинга», специалисты компании отмечают, что стоимость проведения работ с использованием колтюбингового комплекса на базе российского и белорусского оборудования в 5–7 раз ниже по сравнению с со стоимостью применения колтюбинговых комплексов иностранного производства.

ВК: Насколько вероятным вам видится появление новых производителей колтюбингового оборудования в Российской Федерации?

Среди производителей нефтегазового оборудования в Российской Федерации есть множество компаний, потенциально способных на разработку и производство подобной техники. Более того, с момента активного внедрения колтюбингового оборудования нашего производства на российском рынке такие попытки предпринимались неоднократно.

Рынок колтюбинговой техники – очень узкий и специфичный, плотно связанный с развитием технологических возможностей и технологической базой. Его динамика определяется большим числом факторов, которые компании должны учитывать в своей работе. Реальная потребность российского рынка – приблизительно 5–10 агрегатов в год, при этом на их поставку претендует помимо нас несколько зарубежных компаний.

Желающему сегодня наладить производство колтюбинга, на мой взгляд, необходимо найти «смелого» или безрассудного инвестора, готового финансировать опытно-конструкторские работы и в случае успеха – постановку на производство оборудования, широкий ассортимент которого на рынке уже представлен нашей серийной техникой и агрегатами зарубежных производителей.

ВК: Значит, вас не беспокоит конкуренция?

Она является предметом нашего постоянного внимания. Анализ рынка и продукции конкурентов составляет огромную долю наших маркетинговых исследований. Мы многому научились и продолжаем учиться у конкурентов. Прежде всего, осуществили полную ревизию вопросов качества продукции и провели комплекс мероприятий по ее повышению.

Вначале совершенствование было связано с учетом рекомендаций потребителей первых установок, прежде всего предприятий «Газпрома», которые, правда, ориентировались

Our primary objective that we successfully fulfilled when we penetrated the market was to create working equipment and start commercial production of the equipment. The next stage was to enhance the design on a basis of world experience, as well as rivals experience. Today we appear on market as absolutely new manufacturer. We have developed our company approach towards technological issues of our customers.

For two last years we have been working at this issue and now we are capable of fulfilling even more complicated tasks regarding new developments and with increased quality, if we are talking about features, reliability and after-sale servicing. It is clear that all this is not possible without tight cooperation with customers and consideration of all their demands. We are aiming at development and manufacturing of the equipment that people want to buy.

CTT: You have mentioned new developments. Could you shed light on it or it is a secret?

2004 was a year of projects, connected with supply of equipment to large servicing international companies - world leaders. Here we are restricted with secrecy agreements.

As for prospective developments, in the first turn it is a development of equipment, that widens application range of coiled tubing equipment. I could mention offshore equipment as a new development, new technical and arranging solutions for coiled tubing drilling.

CTT: I wonder if your partner relations on Russian oil and gas market change?

Our partners as before are leading Russian oil and gas companies. Cooperation with Gazprom is still important for us, it concerns new products as well as existing equipment upgrade. Shipment of coiled tubing unit to Chechen Republic for Groznetgaz was a positive experience for us. I would like to emphasize the growing interest to coiled tubing from small independent servicing companies.

CTT: How is it goes with coiled tubing drilling in Bahkiria? How was the drilling equipment supplied by FID?

The representatives of Bashneft for two times (on 4-th and 5-th coiled tubing conference) reported on activities and operation with coiled tubing system КМ4001. As CT drilling is relatively rare for Russia, it took time to master the equipment and technology. By now they have successfully conducted operations on several wells. In the report "The experience of horizontal well coiled tubing drilling in Bashneft", by the way published in CTTimes #8, specialists of the company admitted that operation costs for coiled tubing system (Russian and Byelorussian equipment) is 5–7 times lower than the cost of application of foreign coiled tubing units.

CTT: How do you think, is it possible for new coiled tubing manufacturers to appear in Russian Federation?

Among manufacturers of oil and gas equipment in Russian Federation there is a big number of companies capable of development and manufacturing of such equipment. Moreover, from the moment of active implementation of coiled tubing equipment on Russian market they undertake such attempts for many times. Coiled tubing market is a very specific area, connected with development of technological opportunities and technological background. Its dynamics is defined with a huge number of factors, that have to be considered by companies in their activity. The real requirement of the Russian market is 5–10 units annually, at the same time some companies aside from us want to supply them. Today, in order to launch manufacturing of coiled tubing equipment it is necessary to find an "adventurous" or thoughtless investor, ready to fund engineering activity and starting mass production of such equipment, that has been already widely represented with our equipment and overseas units.

CTT: So, you are not preoccupied with rivals, isn't it?

It is a subject of our constant attention. Market analysis and rival products compose a huge share of our market research



на применение только российской комплектации, в первую очередь гидравлики.

На втором этапе мы работали над созданием, внедрением и сертификацией системы менеджмента качества на соответствие международному стандарту ИСО 9001: 2000. Система менеджмента качества была сертифицирована в июне 2003 года.

Наконец, поставка оборудования для мировых лидеров рынка сервисных услуг, разработка и поставка для них специальной техники повлияли на рост требований к качеству продукции, замечу, без срыва сроков поставок.

Образно можно сказать, что мы прошли путь от Минска до Хьюстона.

ВК: Расскажите, пожалуйста, какую новую продукцию вы предлагаете потребителям?

Сегодня мы предлагаем потенциальным потребителям две модификации пропантовозов грузоподъемностью 25 и 40 тонн, стационарный дозатор и мобильную насосную установку с рабочим давлением до 100 МПа, а также колтюбинговую установку МК20Т, разработанную с учетом самых смелых технологических требований наших партнеров. В этой установке изменению подверглись как основной рабочий орган – инжектор, так и другие узлы, в том числе кабина оператора.

Обеспечивая качество изделий, мы делаем ставку на хорошую импортную гидравлику, плунжерные насосы компании SPM, а также большой опыт наших сотрудников.

ВК: Что вы думаете о сегодняшнем интересе нефтегазового комплекса к колтюбинговым технологиям. Каковы перспективы?

Сегодня многие осознают широкие перспективы, которые открывает внедрение колтюбинговых технологий, позволяющее бережно относиться к исчерпаемым ресурсам углеводородного сырья. Экологические и экономические преимущества очевидны. Несмотря на то что рекорды колтюбинга пока еще не носят «русских имен», я уверена, это вопрос ближайшего времени. Поэтому желаю всем нашим партнерам и коллегам, а также будущим потребителям успехов. Мы готовы оказать помощь и поддержку в непростом деле внедрения прогрессивной техники и технологий.

activity. We learnt a lot from our rivals and still learning. First of all we revised all the quality issues and conducted the measures aimed at quality increase.

In the beginning the advances were connected with the requirements of first units customers, Gazprom above all, that were orientated on use of Russian complete equipment, particularly, hydraulics.

During the second stage we were working on creation and implementation of management quality system in conformance with international standard ISO 9001:2000. Our management system was certified in June 2003.

And finally establishment of partner relations with international service leader, development and supply of special equipment affected quality improvements, and I should say not at the expense of time of delivery.

I may say figuratively that me passed a way from Minsk to Houston.

CTT: Please, tell us what novelties do you offer to customers?

Today we offer our customers two models of proppant carriers, capacity 25 and 40 tones, stationary batcher and mobile pumping unit with working pressure up to 100 Mpa, as well as coiled tubing unit MK 20T, developed in accordance with all high technological requirements of our partners. For this unit the main working part – injector, as well as the other units, including the cabin were changed.

CTT: What do you think about today's interest of oil and gas market towards coiled tubing technologies. How are the prospectives?

Today many people realize the opportunities of coiled tubing technologies implementation, that allows to treat the exhaustible deposits of hydrocarbon with care. The environmental and economic benefits are evident. Despite the fact that coiled tubing records do not have Russian names I am sure it is just a matter of nearest futures. I wish all of our partners, colleagues and future customers good luck. We are ready to provide assistance and support in the implementation of advanced equipment and technologies.

E-mail: info@fidcoiletubing.com



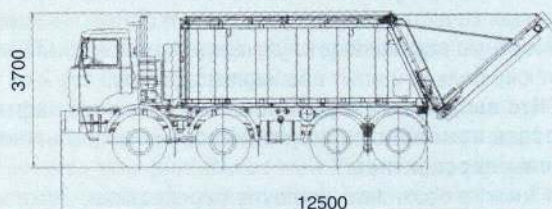
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

КАЖДОЕ ИЗДЕЛИЕ - РЕАЛИЗАЦИЯ
ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ТРЕБОВАНИЙ
И ОЖИДАНИЙ ПОТРЕБИТЕЛЯ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ДОЗИРОВАНИЯ СЫПУЧИХ МАТЕРИАЛОВ

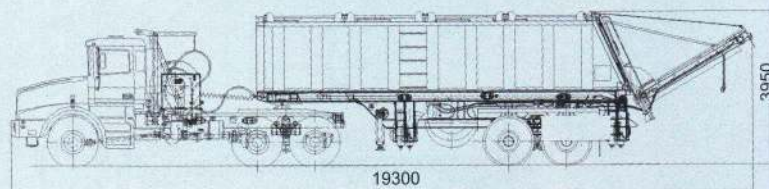


МОБИЛЬНАЯ У СТАНОВКА ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ДОЗИРОВАНИЯ СЫПУЧИХ МАТЕРИАЛОВ Т20



Шасси	МЗКТ 6527
Масса перевозимого груза, кг	20 000
Угол опрокидывания кузова	0° - 45°
Максимальная высота разгрузки, мм	3 000
Скорость разгрузки, т/час	330

МОБИЛЬНАЯ У СТАНОВКА ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ДОЗИРОВАНИЯ СЫПУЧИХ МАТЕРИАЛОВ Т 40



Тягач	МЗКТ 74173
Масса перевозимого груза, кг	20 000
Масса полезной нагрузки при работе с установленными выносными опорами, кг	40 000
Объём бункера (внутренний), м ³	30
Угол опрокидывания кузова	0° - 45°
Максимальная высота разгрузки, мм	3 000
Скорость разгрузки, т/час	330

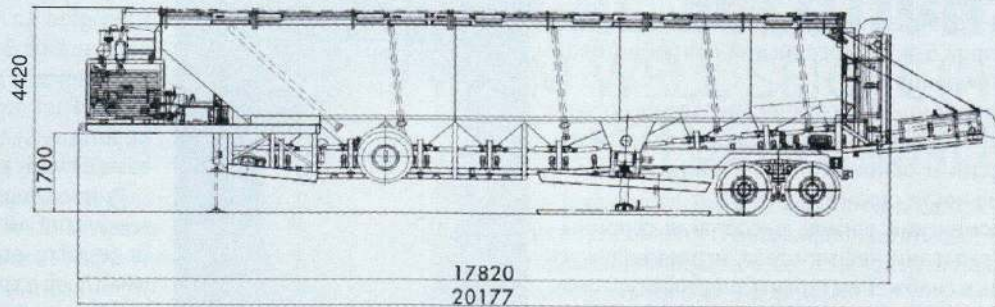


Производство соответствует
международному стандарту
ISO 9001:2000

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

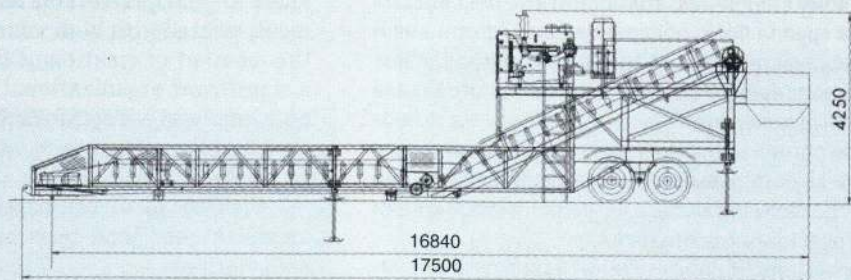
КАЖДОЕ ИЗДЕЛИЕ - РЕАЛИЗАЦИЯ
ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ТРЕБОВАНИЙ
И ОЖИДАНИЙ ПОТРЕБИТЕЛЯ

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ПОЛУПРИЦЕП ДЛЯ ДОЗИРОВАНИЯ СЫПУЧИХ МАТЕРИАЛОВ T150



Снаряженная масса, кг	27 000
Масса перевозимого груза, кг	—
Масса полезной нагрузки при работе с установленными винтовыми опорами, кг	150 000
Объем бункера (внутренний), м ³	75
Максимальная высота разгрузки, мм	2 600
Скорость разгрузки, т/час	500

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ПОЛУПРИЦЕП-ПИТАТЕЛЬ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ СЫПУЧИХ МАТЕРИАЛОВ T1100



Снаряженная масса, кг	22 000
Максимальная высота разгрузки, мм	3 000
Скорость разгрузки, т/час	1100



Производство соответствует
международному стандарту
ISO 9001:2000

Для получения большей информации,
а также для консультаций просим вас обращаться по адресу:
Республика Беларусь, 220033, г. Минск, ул. Рыбалко, 26
тел.: +375 (17) 298-24-18, 298-24-17; факс: +375 (17) 248-30-26
e-mail: info@fidcoiledtubing.com www.fidcoiledtubing.com

ПРИВЕТСТВИЕ УЧАСТНИКАМ

5-Й ВСЕРОССИЙСКОЙ КОЛТЮБИНГОВОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

GREETINGS TO PARTICIPANTS

OF 5-TH ALL-RUSSIAN COILED TUBING CONFERENCE

Уважаемые дамы и господа!
Рад приветствовать участников и организаторов 5-й Всероссийской колтюбинговой конференции.

Топливо-энергетический комплекс является важнейшим сектором экономики России и основой обеспечения жизнедеятельности страны.

Тюменский регион, располагая огромными запасами нефти и газа, играет ведущую роль в снабжении страны энергоресурсами. Богатейший опыт предприятий топливо-энергетического комплекса региона основан на применении передовых наукоемких технологий. К таким технологиям можно по праву отнести и колтюбинг.

Предыдущие пять лет были ознаменованы стремительным развитием колтюбинговых технологий в России.

Этому способствовали многочисленные мероприятия, организованные Минпромэнерго России и Центром развития колтюбинговых технологий при информационной поддержке журнала «Время колтюбинга».

Проведение 5-й Всероссийской колтюбинговой конференции дает прекрасный повод для подведения итогов и обсуждения новых планов развития нефтегазовой отрасли. Участие в Тюменском форуме большого количества специалистов создает платформу для добрых партнерских отношений между многими странами мира, в числе которых — США, Великобритания, ОАЭ, Польша, Беларусь, Украина и другие.

Начало массовому внедрению колтюбинга на российском рынке положила группа ФИД, обеспечившая нефтяников и газовиков высококачественным и надежным оборудованием, созданным с использованием высокого научного потенциала Беларуси. С момента появления первых установок была проделана серьезная организационная работа. Колтюбингу еще предстоит пройти значительный по историческим масштабам путь, и мы с вами должны оставаться активными участниками внедрения прогрессивных технологий.

Желаю всем участникам конференции плодотворной работы и установления долгосрочных деловых контактов.

С наилучшими пожеланиями,

Анатолий Борисович ЯНОВСКИЙ,
директор Департамента ТЭК
Минпромэнерго России

Dear ladies and gentlemen!
I am glad to welcome participants and organizers of 5-th all-Russian coiled tubing conference.

The Fuel and Energy Complex is the most important sector of Russian economy and a basis of vital activity provision.

Tyumen region, which possess tremendous reserves of oil and gas, plays the leading role in country provision with energy supply. A wealth of experience of enterprises of Fuel and Energy Complex is based on application of science intensive technologies. Coiled tubing is referred to such technologies.

The previous five years were marked with drastic development of coiled tubing technologies in Russia.

Numerous events organized by Ministry of Industry and Energy of Russia and Coiled Tubing Technologies Development Center with information sponsorship of "Coiled Tubing Times" magazine facilitated this growth.

The 5-th All-Russian conference is a great occasion to summarize and discuss new plans for oil and gas industry development. Participation of big number of specialists in Tyumen forum makes a basis for good partner relations between many countries of the world, among these countries are: USA, Great Britain, UAE, Poland, Belarus, Ukraine and other.

The beginning of mass introduction of coiled tubing on Russian market has been initiated by FID group, that provided oil and gas workers with high quality reliable equipment, created with high scientific potential of Belarus. From the moment of creation of first units there has been made a significant organizational progress. Coiled tubing has to go a long way according to historical scale, and we have to be active participants of introduction of state of the art technologies.

I wish to all of the participants of the conference to establish good long-term business relations and effective cooperation.

Best wishes,

Anatoly Borisovich YANOVSKY
Director of Department of Fuel and Energy Complex
Ministry of Energy and Industry of Russia



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН УНГКМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

А.А. Ахметов,
Управление интенсификации и ремонта скважин ООО «Уренгойгазпром»

A.A. Akhmetov,
Administration for well stimulation and servicing (UIRS), Urengoigazprom

SCIENTIFIC AND TECHNICAL SOLUTIONS OF UNGKM WELL SERVICING WITH COILED TUBING UNITS

Как и большинство российских и зарубежных нефтегазодобывающих предприятий, ОАО «Газпром» уделяет особое внимание внедрению новых, высокоэффективных технических и технологических решений, направленных на увеличение объемов добычи углеводородного сырья.

Учитывая, что основные месторождения, такие как Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, вступили в стадию эксплуатации с падающей добычей, ввод новых разведанных месторождений позволяет поддерживать объемы добычи только на имеющемся уровне или незначительно повысить. Поэтому существенным резервом повышения добычи является использование потенциала «старых» месторождений за счет поддержания действующего фонда скважин в работоспособном состоянии, а также обеспечения минимального воздействия на призабойную зону пласта при различных работах, в том числе при капитальном и текущем ремонте.

Поэтому, несмотря на необходимость значительных капитальных вложений, на основе мирового и отечественного опыта и по результатам сравнительных испытаний на Щелковском месторождении в ООО «Уренгойгазпром» были проведены опытно-промышленные и приемочные испытания колтюбинговых установок РАНТ-1001, М10, М20, разработанных группой компаний ФИД. В ходе этих испытаний данные установки постоянно дорабатывались с учетом выявленных недостатков, а также требований, предъявляемых специалистами Управления интенсификации и ремонта скважин.

Основные этапы внедрения колтюбинговых установок:

1999 год — проводятся приемочные испытания опытного образца колтюбинговой установки РАНТ-1001;

март 2000 года — приемочные испытания установки колтюбинговой ОПТК-М10;

март 2001 года — эксплуатационные испытания колтюбинговой установки М20, до конца этого года на вооружение УИРС поступает еще три установки типа М10 и одна М20.

По результатам испытаний установки М10, М20 приемочной комиссией были рекомендованы в серийное производство.

За весь период эксплуатации колтюбинговых установок с их применением было отремонтировано более 600 скважин и выполнено более 1000 технологических операций.

В рубрике «Статистика» приведена динамика изменения количества отремонтированных скважин и видов производимых ремонтов по годам.

Like a vast majority of Russian and foreign companies Gazprom pays a special attention to implementation of new high-performance technical and technological solutions aimed at hydrocarbon production growth.

Considering the fact that the main fields, such as Medvezhye, Urengoi, Yamburg fields are at a stage of declining production, putting new proven fields into commission allows to maintain production volumes at a present level or slightly increase production. Thus the significant reserve of production increase is to use the potential of old fields due to maintaining of producing well stock, also providing minimum effect on bottomhole formation zone while performing different operations such as current servicing or workover.

That is why despite the need for significant investments, relying on world and domestic experience and according to results of comparable testing conducted on Shchelkovski field of Urengoigazprom there were conducted trial and acceptance tests of RANT-1001, M10, M20 developed by FID group. During the tests the given units were constantly enhanced considering imperfections found as well as requirements of specialists of administration for well stimulation and workover.

Stages of coiled tubing introduction:

1999 – acceptance testing of coiled tubing prototype RANT 1001;

March 2000 - acceptance testing of coiled tubing unit ОПТК – М10;

March 2001 – field trials of coiled tubing unit М20, till the end of this year UIRS employs three more units М10 and one М20.

According to trial results of М10, М20 the trial board recommended the units for serial production.

During the period of coiled tubing unit operation this technology allowed to service over 600 wells and conduct over 1000 servicing operations.

The data on dynamics of services performed with coiled tubing and types of workover operations is given in column "Statistics".

При внедрении колтюбинговых установок специалисты УИРС столкнулись с проблемой отсутствия технологических и технических решений по ремонту газовых скважин. Это было связано с тем, что основной опыт применения установок приходился на ремонт скважин нефтяных месторождений и проведение нетрудоемких видов работ, таких как удаление гидратных и гидратно-парафинистых пробок, промывка забоя, кислотные обработки. При этом характерной чертой является значительное количество самих технологических операций — до 1000 и более в год при незначительном их разнообразии. Такие объемы работ на газовых месторождениях трудновыполнимы из-за повышенных требований безопасности.

Дополнительным отличием для ремонта газовых скважин является значительный по сравнению с нефтяными скважинами межремонтный период работы (МРП) скважин. Так, например, средний МРП для газовых и газоконденсатных скважин за последние 10 лет составил не менее 4–5 лет, что подтвердилось данными исследований, проведенными при внедрении колтюбинговых установок. На рис. 1 можно увидеть, что в 2000–2001 гг. наблюдался резкий рост количества ремонтируемых скважин. Это связано прежде всего с тем, что проводились сервисные ремонты по удалению песчаных пробок в газовых скважинах. За два года данный вид работ был проведен практически по всему фонду газовых скважин, и в 2002 году происходит спад потребности в них при росте потребности в проведении более трудоемких видов работ, таких как изоляция притока пластовой воды, ограничение выноса песка и т.д.

В связи с этим изначально было принято направление по расширению имеющегося перечня технологических операций, проводимых с помощью колтюбинговых установок, которое вначале сдерживалось отсутствием специального подземного оборудования и инструмента.

Имеющийся в УИРС научно-технический потенциал позволил решить большинство вышеуказанных проблем, и на сегодняшний день УИРС может проводить следующие технологические операции, разработанные специалистами ООО «Уренгойгазпром» с привлечением ведущих предприятий и институтов РФ:

- глушение скважин, в том числе возможность проведения направленной кольматации ПЗП для снижения приемистости зон поглощения;
- удаление гидратных и гидратно-парафинистых пробок;
- промывку песчаных пробок, в том числе промывку горизонтальных участков ствола скважины;
- водоизоляционные работы закачкой различных полимерных составов;
- работы по ограничению выноса механических примесей закреплением ПЗП;
- установку цементных мостов;
- фрезерование посторонних предметов;
- ловильные работы;
- извлечение прихваченных клапанов-отсекателей;
- отрезание НКТ;
- освоение скважин;
- кислотные обработки, в том числе направленные;
- гидроимпульсное воздействие на ПЗП;
- исследование скважин спуском автономных глубинных приборов, в том числе в горизонтальных участках скважин;
- подготовку скважин к извлечению прихваченного подземного оборудования.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

Применение колтюбинговых установок на УНГКМ позволило значительно снизить трудоемкость производимых работ и снизило их среднюю продолжительность по сравнению с 1998 годом более чем в 1,5 раза. Это обеспечило значительное увеличение количества отремонтированных скважин — со

Introducing coiled tubing units specialists of UIRS faced the problem of absence of technological and technical solutions for gas servicing. This was connected to the fact that the experience of unit application falls at servicing of oilfields and non-labor-intensive services, such as removal of hydrate and hydrate-paraffin blocks, bottomhole flushing, acid treatments. The distinctive feature is the significant number of the technological operations – up to 1000 and more per year with a little diversity of the services. Such efforts on gasfields are hard to achieve due to increased safety requirements.

The additional difference for gas well servicing is significant overhaul life comparing to oil wells. For example an average overhaul life for gas and gas-condensate wells during last 10 years was at least 4–5 years, that has been proven by research data conducted while introducing coiled tubing units. Fig. 1. shows that 2000–2001 there is a sharp growth of number of serviced wells. First of all this is because of sand plug removal in gas wells. During two last years this operation has been conducted throughout almost the whole well stock and in 2002 there is a recession of the demand for such operation and the time there was a growing demand for more labor-intensive services such as water shutoff, sand production restriction and so on.

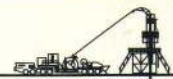
Relying on this fact there has been made a decision aimed at widening of the range of the services with coiled tubing units, that were restricted with absence of special downhole equipment and tools.

The technological capabilities of UIRS allowed to solve the vast majority of the mentioned issues and today UIRS is able to conduct the following operations developed by specialists of Urengoi Gazprom with attraction of leading enterprises and institutes of Russian Federation:

- well killing including opportunity of directional mud-logging of bottomhole formation zone for reducing injectivity of lost-circulation zones;
- removal of hydrate and hydrate-sand plugs;
- sand plug flushing as well as flushing of horizontal well sections;
- water shutoff by means of pumping of different polymer solutions;
- restriction of mechanical impurities production with grouting of bottomhole formation zone;
- installation of cement bridges;
- milling of restrictions;
- fishing operations;
- retrieval of stuck shutoffs;
- tubing string cutting;
- well mastering;
- acid treatments, including directional;
- hydroimpulsive treatment of bottomhole formation zone;
- well logging by means of running downhole tools, as well as logging horizontal well sections;
- well preparation for fishing of stuck downhole tools.

OPERATION RESULTS

The application of coiled tubing units on UNGKM allowed to reduce intensity of labor and time needed for operation comparing to 1998 more than in 1.5 times. This allowed for growth of number of serviced wells from 150 in 1998 to 231 in 2002 that led to stabilization of inactive gas and oil well stock, reduction of gas-condensate wells and provision for total production volumes along with putting into commission of new fields.



150 в 1998 г. до 231 в 2002 г., что привело к стабилизации бездействующего фонда газовых и нефтяных скважин, снижению газоконденсатных (рис. 2) и обеспечению общих объемов добычи углеводородного сырья наряду с вводом новых месторождений.

Общий экономический эффект от внедрения колтюбинговых установок составил более 200 млн руб.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

Так как колтюбинговая установка не является универсальным средством для решения всех проблем при ремонте скважин, а имеющийся фонд Уренгойского месторождения требует замены подземного оборудования и проведения сложных работ, в настоящее время наблюдается некоторый спад объемов работ с колтюбингом. Спад также связан со спецификой ремонта газовых скважин и недостатком специального оборудования и специнструмента, такого как: винтовые забойные двигатели, надувные пакеры, съемные пакер-пробки и др.

Несмотря на это, ведется поиск и расширение области применения колтюбинговой техники. При этом предусматривается следующее разделение работ:

- извлечение комплекса подземного оборудования, спуск лифтовой колонны — производить традиционными способами;
- очистку НКТ, удаление песчаных пробок, глушение скважин, ремонтно-изоляционные работы, освоение, обработку ПЗП — проводить с применением колтюбинговых установок и т.д. Это позволит значительно уменьшить продолжительность работ и снизить себестоимость ремонта скважин более чем в 2 раза.

В связи с этим наиболее перспективными направлениями являются:

- разработка и выпуск отечественными производителями систем надувных пакеров и пакер-пробок для технологических операций по изоляционным работам и интенсификации притока;
- повышение тяговой мощности установок с одновременным увеличением диаметра гибких труб с 38 до 60 мм;
- создание комплексных установок для ремонта скважин, совмещающих в себе и колтюбинг, и подъемный агрегат;
- дальнейшая разработка и изготовление нестандартного и несерийного оборудования и инструмента, необходимого для проведения специфических операций в скважинах колтюбинговыми установками;
- разработка и оснащение установок инструментом и комплексом оборудования для ведения работ по новым, перспективным технологиям (ёмкостное, насосное и др.);
- расширение ассортимента технического оснащения колтюбинговых установок по мере открытия новых направлений их использования;
- доработка и выпуск азотно-бустерных установок, не уступающих по качеству и техническим параметрам зарубежным аналогам.

Кроме того, для осуществления качественной и бесперебойной работы организаций, ведущих ремонты в скважинах, проведения своевременной диагностики и ремонта колтюбингового оборудования необходимо создание специализированных колтюбинговых сервисных организаций.



Динамика изменения простаивающего фонда скважин по годам:

The dynamics of alteration of total number of nonoperated wells according to years:

- — нефтяные скважины, oil wells,
- ◆ — газоконденсатные, gas-condensate wells,
- ▲ — газовые, gas wells

PROSPECTIVE TRENDS OF COILED TUBING UNIT APPLICATION

As coiled tubing is not a universal mean for solution of all the well servicing issues, and the present stock of Urengoi field requires replacement of donwhole equipment and complicated servicing, today we see a recession of coiled tubing services. The recession is also connected with peculiarities of gas well servicing and lack of special equipment and tools such as downhole motors, inflatable packers, retrievable packers and so on.

Despite the issues there is a search for and widening of coiled tubing application range. At the same time there is a following division:

- retrieval of downhole equipment, running in production tubing is to be conducted using conventional technologies;
- cleaning tubing string, removing sand plugs, well killing, isolation activities, mastering, bottomhole formation zone treatment using coiled tubing technologies and so on.

This allows for significant reduction of operation time and servicing cost more than in 2 times.

The most prospective trends are:

- development and manufacturing of domestic companies of inflatable packer systems and packers for isolation operations and inflow stimulation;
- increase of pulling force at the same time increase tubing O.D. from 38 to 60 mm.;
- development of systems for well servicing that would comprise coiled tubing unit and a lifting unit;
- further development and manufacturing of non-typical and non-serial equipment and tools for specific operations with coiled tubing units;
- development and equipping units with tools and equipment sets for new prospective technologies (tanks, pumps and so on);
- widening of coiled tubing tool range as they are used for new operations;
- enhancement and manufacturing of nitrogen-boost systems competitive with foreign samples in quality and features.

Besides, in order to provide quality and uninterrupted operation of servicing companies, companies conduction inspection and servicing of coiled tubing equipment it is necessary to create specialized coiled tubing servicing companies.

ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА

ПО МЕЖТРУБНОМУ ПРОСТРАНСТВУ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ (ШГН), В ОАО «ТАТНЕФТЬ»

Р.М. Сулейманов,
ведущий инженер Актюбинского
УКК и ПМ, ОАО «Татнефть»

R.M. Suleimanov,
senior engineer of Aktubinski
UKK and PM of Tatneft

TECHNOLOGY OF PRODUCING WELLS SERVICING, EQUIPPED WITH SUCKER-ROD PUMPS VIA ANNULAR SPACE, IN TATNEFT

(Печатается в сокращении)

Работы по ремонту скважин с применением установок с гибкой трубой в ОАО «Татнефть» были начаты в 1998 г.

С 1998 г. по сентябрь 2004 г. включительно при помощи установок с гибкой трубой было выполнено 2574 ремонта.

На сегодняшний день на балансе Актюбинского УКК и ПМ находится 5 колтюбинговых установок, из них 2 американского производства — «Стюарт и Стивенсон», «Хайдра-Риг» и 3 — белорусского производства, в том числе 2 — М10А, одна — М1002 для работы по межтрубному пространству с рабочей ГТ — 25,4 мм.

Освоены и успешно выполняются 22 технологические операции по ремонту скважин колтюбинговыми установками.

(Сведения о динамике изменения количества выполненных ремонтов по годам и операциям, выполняемым с применением колтюбинговых установок, приведены в рубрике «Статистика». — Ред.)

Преобладающими видами работ остаются ОПЗ (75 %) и промывка забоя с целью подготовки скважины к исследованию (22 %). Также проводятся работы в эксплуатационных колоннах малого диаметра промывки, углубление забоя винтовыми двигателями и обследование состояния забоя печатями. В основном работы проводятся по нагнетательному фонду — 80 % от общего количества, и 20 % — на добывающем фонде. Необходимо отметить, что количество ремонтов по добывающему фонду ежегодно увеличивается.

Кроме этого оказываются услуги бригадам УПНП и КРС:

- отрезание прихваченных НКТ;
- промывка проппанта после ГРП без подъема пакера на нагнетательных скважинах.

Идея использования колтюбинговых установок для работы по межтрубному пространству назревала давно. Были проделаны экономические, технологические расчеты по определению эффективности использования технологии работы по межтрубному пространству, которые показали перспективность развития нового направления.

Для отработки технологии работы по межтрубному пространству в 2002 г. были проведены опытные работы на 10 скважинах с использованием установки М10 с диаметром трубы 38,1 мм. Пришлось изготовить специальные планшайбы со смещенным отверстием и увеличенным диаметром вместо отверстия для исследования добывающих скважин, оборудованных ШГН, замену планшайбы производила бригада ПРС. Из-за малого межтрубного зазора работы проводились на скважинах с колонной диаметром 168 мм.

Работа по межтрубному пространству начата со второго

(Short variant)

The well servicing with coiled tubing begun in Tatneft in 1998.

From 1998 till September 2004 they performed 2574 servicing operations with coiled tubing units.

Today Aktubinski UKK and PM have 5 coiled tubing units, two are foreign units – Stewart and Stevenson, Hydra Rig, and 3 – Byelorussian units, 2 – M10A and M1002 for annular space operations with coiled tubing O.D. 25.4 mm.

There have been mastered and performed 22 coiled tubing servicing operations.

The data on dynamics of services performed with coiled tubing is given in column "Statistics".

The prevailing kind of activity is bottomhole treatment (75 %) and bottomhole flushing in order to prepare well for logging activities (22 %). They also perform flushing of small O.D. production string, bottomhole subdrilling with downhole motors and bottomhole logging. They mainly service injection wells – 80 % from the total number and 20 % of producing wells. We should admit that the number of servicing operations of production wells is increasing every year.

Besides UPNP and KRS crews render following services:

- cutting of stuck tubing strings;
- proppant flushing after hydraulic fracturing of injection wells without packer retrieval.

The idea of CTU use via annular space appeared a long time ago. There were conducted economic and technological calculations for efficiency estimates of annular technology that proved perspective of the trend.

In order to master the technology in 2002 there were conducted testing activities on 10 wells with CTU M10 with 38.1 mm O.D. tubing. It was necessary to make special faceplate with shifted hole and increase diameter instead of hole for producing well logging equipped with sucker-rod pumps. The replacing of faceplates was conducted by PRS crew. All services were conducted on well with tubing diameter 168 mm due to small annular space.

Annular space activities begun from second half of 2002 with use of coiled tubing with 38.1 mm O.D. 10 wells were serviced: 9 wells – NGDU LN, 1 well – NGDU AN. The following technologies have been applied: water shutoff SNPH-9633 and oil-bitumen product (9 wells), buttonhole flushing (1 well).

A conclusion has been made: it is possible to provide services via annular space but with significant restrictions for CTUs with 38.1 mm O.D. tubing.

1. Restriction of production string diameter: at least 168 mm with standard production tubing hanger 73 mm otherwise it would be necessary to use CT of smaller O.D.



полугодия 2002 г. с применением гибкой трубы диаметром 38,1 мм. Работы были проведены на 10 скважинах: 9 — НГДУ «ЛН»; 1 — НГДУ «АН». Применялись следующие технологии: изоляция вод СНПХ-9633 и нефтебитумным продуктом (9 скважин), промывка забоя (1 скважина).

Было сделано заключение: работы по межтрубному пространству вести возможно, но с существенными ограничениями для колтюбинговых установок с диаметром трубы 38,1 мм:

1. Ограничения по диаметру эксплуатационной колонны: она должна быть не менее 168 мм со стандартной подвеской НКТ 73 мм или необходимо использование ГТ меньшего диаметра.
2. Невозможность монтажа оборудования на малогабаритных СКН. Размеры инжектора необходимо уменьшить.
3. Неудобство работы на кустах. Необходимо уменьшить габариты установки.
4. Замена стандартной планшайбы на специально разработанную с увеличенным до 42 мм отверстием для исследования скважин и привлечением бригады ПРС до подхода установки с гибкой трубой.

Для проведения ремонта по межтрубному пространству по техническому заданию ОАО «Татнефть» была спроектирована и изготовлена колтюбинговая установка М1002 с гибкой трубой диаметром 25,4 мм.

Отличительные особенности этой установки:

- установщик оборудования порталного типа, что позволяет сократить время на монтаж и демонтаж установки на устье;
- малогабаритный инжектор, позволяющий работать на скважинах, оборудованных станками-качалками любого типа;
- малогабаритный превентор.

В процессе испытаний установки специалистами Актюбинского УКК и ПМ были внесены конструктивные изменения и дополнения:

- разработана новая спецнасадка;
- разработан герметизирующий узел;
- усовершенствована система крепления крюкоблока.

Основное назначение установки М1002 — проведение работ по интенсификации добычи нефти в добывающих скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами по межтрубному пространству, хотя имелись случаи использования при вымывании проппанта после ГРП, ОПЗ нагнетательных скважин и при других видах работ. Успешно проведено ОПЗ на 2 горизонтальных скважинах по межтрубному пространству.

Бригада полностью автономна и укомплектована набором спецтехники: агрегат, автоцистерна для завоза и вывоза промывочных жидкостей, желобная ёмкость, дизель-электростанция.

ТЕХНОЛОГИЯ РАБОТЫ ПО МЕЖТРУБНОМУ ПРОСТРАНСТВУ

Гибкая труба пропускается через отверстие (для исследования) в эксцентричной на устьевой арматуре в межтрубное пространство через сальниковый узел. Спуск



Рис. 1. Работа по межтрубному пространству с установкой М10 Д=38,1 мм
Fig. 1. Servicing via annular space with CTU M10, with 38.1 mm O.D. tubing.

2. Not possible to mount equipment on small area. It is necessary to reduce injector size.

3. It is not convent to operate on leases. It is necessary to reduce unit dimensions.

4. The replacement of standard faceplate with a especially designed one with increased hole to 42 mm for well logging and attraction of PRS crew before use of coiled tubing unit.

In order to perform servicing via annular space in accordance with technical requirements of Tatneft there has been designed and manufactured coiled tubing unit M1002 with coiled tubing O.D. 25.4 mm.

Distinctive features of the unit include:

- Twin column crane that provides for time reduction while rigging up and down on a wellhead;
- Small injector dimensions allows servicing of wells equipped with conventional pumping units of any kind.
- Small preventer

During tests of the unit the specialists of Aktubinski UKK and PM there were introduced the following design alterations and additions:

- a new special nozzle has been developed;
- new sealing pack has been developed;
- a hook securement system has been enhanced.

The main purpose of M1002 unit is servicing aimed at production

Рис. 2. Колтюбинговая установка М1002 с диаметром трубы 25,4 мм для ремонта скважин по межтрубному пространству

Fig. 2. Coiled tubing unit M1002 with 25.4 mm O.D. tubing for annular space well servicing





Рис. 3. Монтаж инжектора установки M1002 с диаметром трубы 25,4 мм для ремонта скважин по межтрубному пространству
 Fig. 3. The installation of M1002 injector with tubing O.D. 25.4 mm for well servicing via annular space.



Рис. 4. Оборудование устья при ремонте скважин по межтрубному пространству
 Fig. 4. The wellhead equipment for well servicing via annular space

спецнасадки происходит между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами до забоя с постоянной циркуляцией, затем проводится промывка забоя и закачка растворителей или кислотных составов в определенные планы работ интервалы перфорации с последующей промывкой продуктов реакции.

Из таблицы видно основное преимущество колтюбинга: продолжительность работ в 3-4 раза меньше по сравнению с традиционными методами.

Таблица 1/ Table 1

Сравнительные показатели проведения работ по стимуляции скважин традиционным методом и с колтюбинговой установкой по межтрубному пространству/ The comparative indicators of well stimulation activities of conventional approach and coiled tubing unit via annular space

№ п/п Nr.	Наименование работ Activity	Продолжительность работ, бригадо-часы Time, Crew-hours	
		Традиционный КРС Conventional workover	С применением колтюбинга Coiled tubing
1	Переезд на скважину/ Moving to a well	11,0	1,9
2	Глушение скважины/ Well killing	2,9	-
3	Подготовительные работы/ Preparatory work	2,9	2,1
4	Монтаж установки/ Rig up	6,4	3,1
5	Подъем глубиннонасосного оборудования/ Pooling of deep pumping equipment out of hole	12,0	-
6	Спуск и опрессовка НКТ/ Running in pressure test of tubing string	11	4,5
7	Промывка забоя, определение приемистости/ Bottomhole flushing and injection logging	4,2	5,7
8	Закачка растворителя или кислотного раствора/ Solvent of acid pumping	2,7	3,7
9	Реагирование/ Response	8	8
10	Вымыв продуктов реакции/ Flushing of reaction products	2,3	4,0
11	Подъем НКТ/ Tubing string pooling out of hole	8,4	2,0
12	Спуск глубиннонасосного оборудования/ Running in of deep pumping equipment	11,6	-
13	Заключительные работы/ Final activity	9,6	2,0
Продолжительность ремонта/ Total time		143	36

stimulation of producing wells equipped with deep sucker-rod pumps via annular space, though there are cases of using of the equipment for proppant flushing after hydraulic fracturing, bottomhole treatment of injection wells and other kinds of activity. There have been successfully conducted the bottomhole treatment of two horizontal wells via annular space.

The crew is fully autonomous and is equipped with special equipment: unit, tank truck for flushing fluids, ditch tank, diesel power station.

SERVICING VIA ANNULAR SPACE

The coiled tubing runs in through the hole (logging) in eccentric wellhead fitting to annular space via sealing unit. The running in of special nozzle effects between production and tubing strings to bottomhole with constant circulation, afterwards they flush bottomhole and pump solvents or acid solutions in a defined by schedule perforating intervals with following flushing of reaction products.

As we can see from the table the main advantage of coiled tubing is 3-4 shorter operational time comparing to conventional methods.



Таблица 2/Table 2

Динамика роста количества ремонтов скважин по межтрубному пространству/
The dynamics of growing number of well servicing via annular space

Виды работ Activity	2002 г., диаметр ГТ 38,1 2002 г., Tubing O.D. 38,1	2003 г. (с июня), диаметр ГТ 25,4 2003 г. (from June), Tubing O.D. 25,4	2004 г. (8 мес.), диаметр ГТ 25,4 2004 г. (8 months), Tubing O.D. 25,4
Изоляция вод/Water shutoff	9	-	
ОПЗ Н С1/Bottomhole treatment H C1		39	29
ОПЗ глинокислотой/Bottomhole treatment with mud acid		35	7
Подготовка к ПНП/Preparatory activity for PNP			27
Прочие/Other	1	19	7
Всего скв./Total number of wells	10	93	70

Расширение набора технологий позволяет ежегодно наращивать объем выполняемых работ по межтрубному пространству. Использование установок с ГТ 25,4 мм для подготовки к ПНП и закачка широкого спектра химреагентов непосредственно в зону перфорации через гибкую трубу освобождает большие мощности традиционного КРС для ведения «тяжелых ремонтов».

В то же время имеются случаи осложнений в процессе проведения работ по межтрубному пространству.

The increasing range of technologies stipulates for growing volume of services via annular space. The use of coiled tubing units with 24.5 mm O.D. tubing in order to prepare for PNP and pumping of wide range of chemical reagents directly to perforation zone by coiled tubing releases facilities of KRS for «complicated servicing».

Time to time there are cases of troubles happened as a result of activities via annular space.

The advantages of servicing via annular space:

Таблица 3/Table 3

Осложнения в процессе проведения работ по межтрубному пространству
Issues that appeared while servicing via annular space

1. Осложнения, связанные с непрохождением гибкой трубы

№ п/п	№ скв.	Д экспл. колонны, мм	Макс. накл. скв., град (м)	Макс. интенсивность набора кривизны, град/10 м (в интервале, м)	Глубина непрохождения, м	Причина непрохождения
1	26890	146	24,15 (300)	1,21 (100-200)	425	Несовершенство конструкции промывочной насадки
2	5611	146	2,45 (300)	0,08 (100-200)	98	Несовершенство конструкции промывочной насадки
3	15806	146	26,3 (1100)	0,6 (200-400)	734	Причина не установлена
4	8185	146	25 (600)	1 (100-200)	1158	Наличие в подвеске НКТ песчаного фильтра диаметром 116 мм

1. Tubing non-passage issues

No	Well No.	O.D. of production string	Maximum well inclination degree (interval, m)	Maximum inclination increase degree/10 m (interval, m)	Depth of restriction	The reason of nonpassage
1	26890	146	24,15 (300)	1,21 (100-200)	425	Imperfection of flushing nozzle design
2	5611	146	2,45 (300)	0,08 (100-200)	98	Imperfection of flushing nozzle design
3	15806	146	26,3 (1100)	0,6 (200-400)	734	The reason is not установлена desined
4	8185	146	25 (600)	1 (100-200)	1158	Presence of trickling(sand) filter with 116 mm O.D. in the tubing string hanger

2. Осложнения, связанные с прихватами гибкой трубы

№ п/п	№ скв.	Д экспл. колонны, мм	Макс. наклон скважины, град (в интервале, м)	Макс. интенсивность набора кривизны, град/10 м (в интервале, м)	Причина осложнения
1	2446	146	26,45 (300)	1,8 (100-200)	Резкий набор кривизны в интервале 100-300 м (с 5 град набрали 26 град при незначительном изменении азимута), что привело к закручиванию гибкой трубы вокруг НКТ
2	3805	146	32 (500-600)	1,6 (100-200)	Резкий набор кривизны в интервале 100-200 м (с 8 град набрали 31 град при незначительном изменении азимута), что привело к закручиванию гибкой трубы вокруг НКТ
3	4203	146	1,15 (800)	0,05 (0-100)	Наличие сварочного шва на теле гибкой трубы, который зажимало между НКТ и эксплуатационной колонной при подъеме в интервале нахождения муфт

2. Tubing sticking issues

No.	Well No.	O.D. of production string	Maximum well inclination degree (interval, m)	Maximum inclination increase degree/10 m (interval, m)	The reason of the problem
1	2446	146	26,45 (300)	1,8 (100-200)	Drastic inclination increase in interval of 100-200 m (from 5 degrees they reached 26 degrees at a insignificant azimuth) alteration that has led to tubing twisting around tubing string
2	3805	146	32 (500-600)	1,6 (100-200)	Drastic inclination increase in interval of 100-200 m (from 8 degrees they reached 31 degrees at a insignificant azimuth) alteration that has led to tubing twisting around tubing string.
3	4203	146	1,15 (800)	0,05 (0-100)	Presence of seam weld on a coiled tubing than stuck between tubing and production string while tripping in collar interval.

Преимуществами при ремонте скважин по межтрубному пространству являются:

- 1) экологическая безопасность, возможность работы без глушения скважин;
- 2) кратное уменьшение стоимости ремонта по сравнению с традиционными методами;
- 3) избирательная доставка химреагента на забой скважины, исключение контакта агрессивных сред (кислоты, растворителя) с подземным оборудованием;
- 4) исключение спуско-подъемных операций глубиннонасосного оборудования;
- 5) меньшая продолжительность работ в 3-4 раза по сравнению с традиционными методами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Колтюбинговые технологии в России используются неоправданно мало. Не зная потенциальных возможностей оборудования, заказчики применяют только традиционные технологии промывки, проведение ОПЗ или другие простейшие технологии, связанные с доставкой химреагентов в зоны обработки скважин. Наряду с этим в мире существует более 50 колтюбинговых технологий при КРС и более 100 — с технологиями бурения.

Особенно большой экономический эффект дают ремонты на скважинах с высокими дебитами и аномальными давлениями, где ремонт традиционными методами занимает продолжительное время и значительно ухудшает коллекторские свойства пласта. За одну операцию СПО можно провести неограниченное количество обработок, однако определенный план работ и жесткая смета на скважину не позволяют использовать главное преимущество колтюбинга: увеличить эффективность применением одновременно нескольких технологий.

Быстрота проведения технологических операций и мобильность — основное преимущество и в то же время «недостаток» колтюбинговых технологий. В ряде случаев время принятия решений превышает продолжительность ремонта.

При опросе заказчиков можно услышать неоднозначные суждения об эффективности и востребованности колтюбинговых технологий, эта проблема не нова, и она существует во всем мире. При использовании колтюбинга основную долю затрат составляет, как не удивительно, стоимость химреагентов, материалов и использования вспомогательного оборудования. Но еще раз хочется подчеркнуть: малое время нахождения в ремонте и минимальное воздействие на коллекторские свойства скважины кратко окупают затраты на ремонт, поэтому вопрос об эффективности колтюбинговых технологий некорректен.

Приобретенный в российских нефтегазодобывающих компаниях опыт должен обобщаться и шире тиражироваться. Один из наиболее важных вопросов — обмен опытом и живое общение специалистов. Набранный в процессе личного общения опыт не только повысит технический уровень, но и позволит определить новые направления эффективного развития колтюбинговых технологий, необходимо более частое общение между инженерами-нефтяниками, работающими с колтюбинговыми технологиями.

В заключение хотелось бы отметить, что сфера применения колтюбинговых технологий ограничивается лишь фантазией инженеров-нефтяников.

- 1) environmental safety, an opportunity to service wells without their killing;
- 2) divisible cost reduction of chemicals comparing to conventional methods;
- 3) selected conveyance of chemicals to bottomhole eliminates contact of aggressive fluids (acid, solvent) with downhole equipment;
- 4) elimination of downhole pumps tripping;
- 5) the time of servicing has been reduced in 3-4 times comparing to conventional approaches.

CONCLUSION

The application of coiled tubing technologies in Russia is rare. Customers being not aware of equipment capabilities and features are using conventional flushing technologies, bottomhole zone treatment and other simplest technologies connected with conveyance of chemicals to well zone to be treated. Along with the technology there are over 50 coiled tubing workover technologies and over 100 of drilling technologies.

Technologies of well servicing with high flow rates and anomalous pressures where conventional servicing take considerable time and worsen reservoir features are especially profitable. During one tripping cycle it is possible to perform unlimited number of treatments; however defined schedule and estimate for every well do not allow enjoying the main advantage of coiled tubing technology: increase efficiency by means of several simultaneous operations.

The speed of servicing and mobility is the main advantage and at the same time disadvantage of coiled tubing technologies.

In a number of cases the time of decision making exceeds the time of servicing.

While questioning customers it is possible to hear ambiguous opinions about efficiency of coiled tubing technologies and demand for them. This issue is not a new one and exists throughout the world. Major expenditures of coiled tubing application is a use of chemicals, materials and auxiliary equipment. It is necessary to emphasize that shorter time of servicing and lesser impact to reservoir properties covers servicing costs, thus the question about efficiency of coiled tubing technologies is not correct.

The gained experience in Russian oil producing companies should be summarized and replicated. One of the sore points is experience sharing and "live" communication of specialists. The gained experience would not only increase the technical level but will also allow to define new trends of coiled tubing development, it is also necessary to provide opportunities for frequent communication of oil engineers working with coiled tubing technologies.

In conclusion we would like to mention that coiled tubing application is restricted only with imagination of oil engineers.

ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИБКОЙ ТРУБЫ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Я.К. Нуретдинов, Н.Ю. Степанов,
В.В. Баженов,
ОАО «Татнефтегеофизика»

Y.K. Nuretdinov, N.Y. Stepanov,
V.V. Bazhenov,
Tatneftegeophysika

CT LOGGING EXPERIENCE FOR HORIZONTAL WELLS ON OIL FIELDS OF REPUBLIC OF TATARSTAN

Опыт использования технологических систем в практике геофизических исследований скважин ОАО «Татнефтегеофизика» показал, что в настоящее время для исследований горизонтальных скважин в динамическом (рабочем) режиме наиболее применимы технологические системы «жесткий геофизический кабель» и «гибкая труба».

В целях повышения эффективности геофизических исследований наклонных и горизонтальных скважин, сокращения времени на проведение исследований в различных геологических условиях в 90-х годах в ОАО «Татнефтегеофизика» были разработаны различные варианты специального жесткого геофизического кабеля (ЖГК). Технология ГИ в ГС с применением специального кабеля сохраняет полную преемственность со стандартной технологией геофизических исследований вертикальных скважин. При этом затраты времени на исследования соизмеримы со временем, необходимым для проведения геофизических исследований вертикальных скважин аналогичной длины.

Технологическая схема геофизических исследований горизонтальных скважин с использованием жесткого геофизического кабеля приведена на рис. 1.

В случаях, когда сложный профиль необсаженной горизонтальной части ствола препятствует прохождению приборов, исследования могут быть проведены через специально спущенную колонну труб (например, НКТ). Тогда возможна поэтапная технологическая схема проведения исследований с использованием жесткого геофизического кабеля (рис. 2). На первом этапе исследования проводятся в интервале свободного дохождения прибора. На втором этапе ниже интервала непрохождения прибора спускается колонна труб с воронкой на конце, и исследования проводятся в оставшейся части необсаженного ствола.

Эта схема проведения исследований требует дополнительных временных и материальных затрат, при всем этом не гарантируя безусловного решения поставленной задачи.

В таких случаях альтернативой проведения исследований в горизонтальной части ствола с использованием жесткого геофизического кабеля является технология исследования горизонтальных стволов скважин с использованием гибкой трубы. (Технологическая схема представлена на рис. 3).

Основными сдерживающими факторами широкого использования гибкой трубы в России являются отсутствие надежного отечественного оборудования и высокая стоимость работ (по сравнению с кабельными технологиями). Тем не менее, оказа-

The application experience of technological systems in geophysical logging practice of Tatneftegeophysika wells shows that nowadays in order to log a horizontal well in dynamic (operating) mode the most applicable systems are "rigid logging cable" and "coiled tubing".

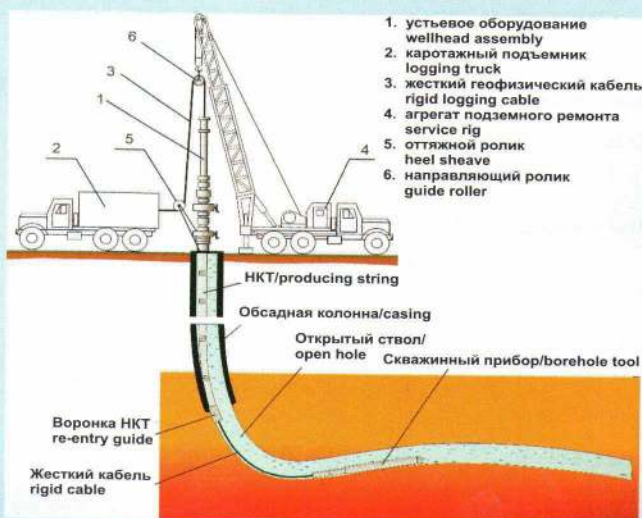
In order to increase efficiency of inclined and horizontal well logging, reduce time for logging services in different geological and technical conditions, in 90-es Tatneftegeophysika developed different versions of special rigid logging cable. The technology of GI in GS with application of a special cable keeps the full succession with conventional technology of vertical well logging. Time expenditures are covariant with time, necessary for logging of vertical wells of a similar length.

The technological draft of horizontal well logging with rigid logging cable is presented on fig. 1.

When the complicated profile of open well bore prevents tools from getting into the well, the logging could be conducted via special tubing string. In this case it would be possible to conduct stage by stage logging with rigid logging cable (fig. 2). During the first stage the logging is to be conducted in the free tool interval. During the second stage below the restriction

Рис. 1. Технологическая схема монтажа оборудования для доставки геофизических приборов в скважину с использованием жесткого геофизического кабеля

Fig. 1. The technological draft of horizontal well logging with rigid logging cable



лось, что во многих случаях колтюбинговая технология доставки приборов в горизонтальные стволы является единственной, позволяющей проводить исследования в протяженных (более 300 м) горизонтальных стволах сложного профиля.

В настоящее время в ОАО «Татнефть» в основном для проведения технологических операций при капитальном ремонте скважин используется шесть колтюбинговых агрегатов. Для геофизических исследований имеется один барабан с гибкой трубой, который при необходимости может устанавливаться на любой из колтюбинговых агрегатов.

В отличие от гибкой трубы, используемой при капремонте, гибкая труба для геофизических исследований имеет внутри трехжильный бронированный каротажный кабель, снабжена кабельным наконечником для крепления скважинных приборов и специальным коллектором для соединения с каротажной лабораторией.

В табл. 1 приведены некоторые технические данные колтюбингового агрегата М1001А, применяемого для доставки в скважину геофизических приборов и проведения исследований.

Следует отметить, что в ОАО «Татнефть» использование колтюбингового оборудования для проведения геофизических исследований в горизонтальных скважинах длительное время сдерживалось из-за отсутствия части комплектующих, в частности кабельного наконечника и датчика контроля глубины. Инженерной службой Бугульминского УГР ОАО «Татнефтегеофизика» были предложены и реализованы оригинальные технические решения по изготовлению стыковочного модуля гибкой трубы и каротажного кабеля со скважинным прибором. Кроме того, по специально разработанному техническому заданию на одном из саратовских заводов был изготовлен модуль контроля глубины для геофизических исследований с гибкой трубой. Только после этого в 2002 году колтюбинговое оборудование было окончательно подготовлено для проведения геофизических исследований. На рис. 4 показано расположение датчика контроля глубины на колтюбинговом агрегате при геофизических исследованиях.

В настоящее время в ОАО «Татнефтегеофизика» накоплен опыт проведения геофизических исследований с доставкой приборов в горизонтальную часть ствола с использованием гибкой трубы в 10 скважинах на различных площадях ОАО «Татнефть».

Основными задачами, которые решались при геофизичес-

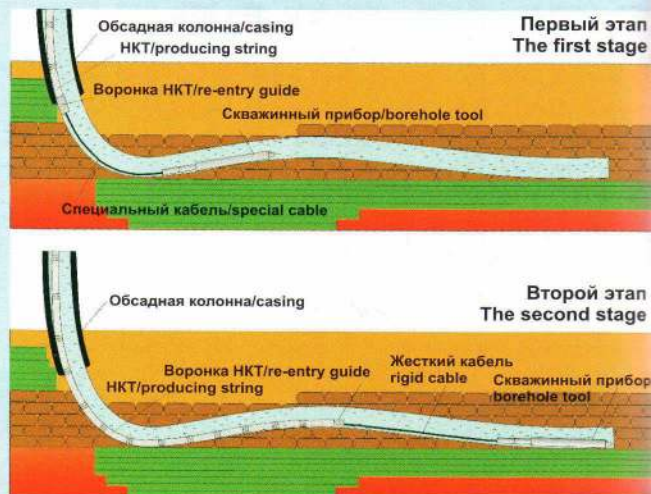


Рис. 2. Технологическая схема поэтапного исследования горизонтального ствола сложного профиля с использованием жесткого геофизического кабеля

Fig.2. The technological draft of stage by stage horizontal well logging with rigid logging cable

the tuning string with funnel has been run in hole, and the remaining section of the open hole has been logged.

This logging procedure requires additional time and money expenditures, but of course this does not provide for successful solution of the task.

In this case the alternative way of horizontal section logging with rigid logging cable is the technology of horizontal well logging with coiled tubing (technology is represented on fig.3).

The main restricting points of wide coiled tubing use in Russia are a lack of reliable domestic tools and high working costs (comparing to cable technologies). Nevertheless, it appears that coiled tubing technology of tool conveyance to horizontal bores in many cases is the only technology that allows conducting logging in long (over 300 meters) horizontal bores with complicated profile.

Today Tatneft uses six coiled tubing units for workover services mainly. In order to log there is one tubing reel with coiled tubing that could be installed on any coiled tubing unit.

Unlike coiled tubing applied for workover, the coiled tubing for logging has an armored three-core logging cable, equipped

Таблица 1/Table 1

Технические характеристики колтюбингового агрегата М1001А/Coiled tubing unit M1001A

Базовое шасси/Chassis	МА3-63171-27
Максимальное давление на устье скважины при проведении работ, МПа/Max wellhead working pressure, MPa	35
Максимальное давление закачки технологической жидкости, МПа/Max pressure of pumping of hydraulic fluid, MPa	35
Максимальное тяговое усилие инжектора (механизма подачи трубы), кН/Max pulling force of injector, kN	120
Диаметр гибкой трубы, мм/Tubing O.D., mm	38,1
Максимальная длина гибкой трубы на барабане, м/Max tubing length spooled on a reel, m	1800
Скорость перемещения гибкой трубы при выполнении спускоподъемных операций, м/ч/Tubing tripping speed, m/h	2880
	-максимальная/max,
	-минимальная/min
Масса снаряженная, кг, не более/Total weigh, kg, not more	33550
Отбор мощности на привод исполнительных механизмов/Power takeoff for actuating mechanisms	От двигателя базового шасси/From chassis engine
Привод исполнительных механизмов оборудования/Drive of actuating mechanisms	Гидравлический/Hydraulic
Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, кг, не менее /Max load capacity of crane, kg, not less	6000 (на вылете 3 м/ boom elongation 3 m)
Технический срок службы оборудования, лет, не менее/Working life, years, not less	10

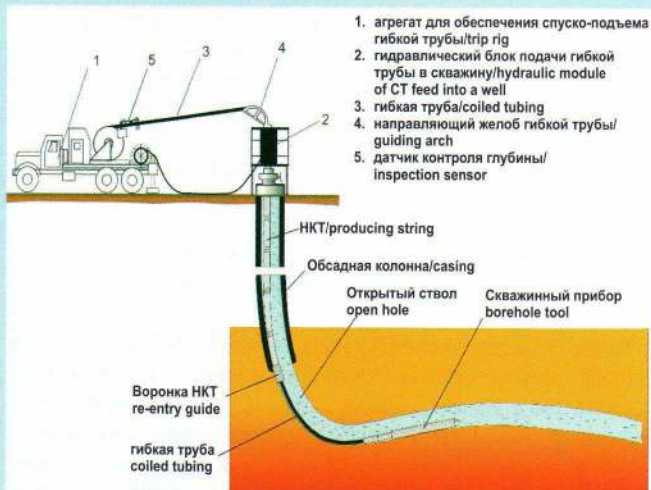


Рис. 3. Технологическая схема монтажа оборудования для доставки геофизических приборов в скважину с применением гибкой трубы

Fig. 3. The technological draft of equipment installation for horizontal well logging with coiled tubing

ких исследованиях в горизонтальных скважинах с использованием гибкой трубы, были:

- выявление отдающих интервалов и определение состава притока в работающей скважине с целью выявления источников обводнения;
- определение нефтенасыщенных и обводненных интервалов в горизонтальной части ствола скважины.

В целом технология исследований при выявлении отдающих интервалов и определении состава притока в горизонтальных стволах не отличается от технологии исследования вертикальных скважин и предусматривает проведение измерений в работающей скважине. Возбуждение скважины может быть осуществлено либо свабированием, либо компрессированием. Опыт показал, что для геофизических исследований компрессирование обеспечивает более длительную работу скважины, что крайне важно при высоких дебитах и больших интервалах исследований (до 300 м).

Для потокометрических исследований применялась серийная аппаратура КСА-Т7, которая позволяет одновременно регистрировать кривые 7 параметров: температуры, давления, локатора муфт, ГК, резистивиметра, влагомера и термоиндикации.

На рис. 5 приведен пример результатов потокометрических исследований в скважине 4484 Г. Эта скважина перед исследованием имела низкий дебит (не более 2 т нефти в сутки), несмотря на протяженный интервал вскрытого продуктивного коллектора. Целью исследований было выделение работающих интервалов в пределах горизонтальной части ствола скважины. Исследования проводились в остановленной и работающей (после компрессирования) скважине.

Как видно из данных, приведенных на планшете, по кривым термоиндикации (СТИ), влагометрии (ВМ), в меньшей мере термометрии, зарегистрированных в работающей скважине, однозначно выделяются отдающие интервалы коллекторов: 1763,0–1780,0 м, 1786,0–1794,0 м, т.е. фактически «работает» не более 25 метров из 360 метров продуктивного коллектора.

На кривой ГК, записанной аппаратурой КСА-Т7, в указанных интервалах глубин отмечается повышение показаний, что может быть следствием активной фильтрации.

«Изрезанность» показаний влагометрии и СТИ в интервале глубин 1763,0–1780,0 м связана с трещиноватостью отдающих коллекторов.

Для выделения нефтенасыщенных и обводненных интервалов в необсаженной горизонтальной части ствола скважины наиболее эффективны методы электрометрии, в частности индукционный каротаж. На рис. 6 приведены

with connector for downhole tools and special collector for connection with logging laboratory.

Table 1 shows some of the properties of coiled tubing unit M1001A, used for logging tool conveyance and logging services.

One should admit that the use of coiled tubing equipment for logging services in Tatneft has been restricted due to lack of parts, particularly cable connector and depth measuring device. The engineering department of Bugulminski UGR of Tatneftgeophysika offered and implemented original technical solutions of manufacturing of coiled tubing and logging cable connector with downhole tool. Besides, in accordance with a specially developed requirements specification one of Saratov plants manufactured a depth control device for logging with coiled tubing. From this date in 2002 the coiled tubing equipment was finally prepared for logging purposes with coiled tubing. Fig.4 represents the layout of depth control sensors on coiled tubing unit while logging.

Now Tatneftgeophysika possesses experience of logging activities with tool conveyance to horizontal section of a wellbore with coiled tubing in 10 wells on different fields of Tatneft.

The main goals that were achieved while logging in horizontal wells with coiled tubing were:

- detection of producing intervals and detection of inflow composition in the operating well in order to detect the source of watering;
- detection of oil saturated and watered intervals in the horizontal sections of hole.

In general the survey technology for detection of producing intervals and detection of inflow composition in horizontal wells is similar to vertical wells and stipulates for measurements in the operating well. The well swab-in could be effected with swabbing or compression. The gained experience shows that compression provides for longer well operation, that is essential for high output rates and survey of longer intervals (up to 300 meters).

In order to conduct flow research there were employed the following pieces of equipment: mass produced equipment KCA-T7, that simultaneously registers 7 variables: temperature, pressure, collar locator, GK, resistivity metera, humidity meter и thermo-readings.

Fig. 5 shows samples of flow research of the well 4484 G. Before the survey the well had low rate (not more than 2 tones of oil per day), despite the long interval of pay zone. The purpose of the research was to detect operating intervals within horizontal section of well bore. The research took place in shut-in and operating well (after compression).

As we could see from the data on the plane-table, according to the curves of thermal indication (СТИ), humidity registra-



Рис. 4. Расположение датчика контроля глубины при проведении геофизических работ с колтюбинговым агрегатом
Fig. 4. The layout of depth control sensors on coiled tubing unit while logging

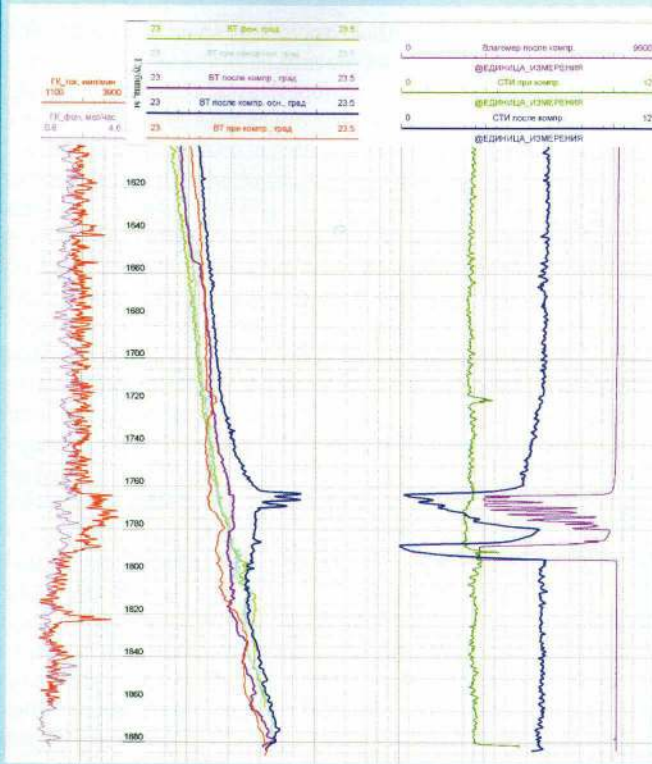


Рис. 5. Скважина 4484 Г
Fig. 6. Well 4484 G

результаты исследований малогабаритной аппаратурой индукционного каротажа ИК-42К в скважине 35830 Г. Для выделения интервалов обводнения исследованных карбонатных коллекторов был использован прием нормировки текущего замера ИК на базовый замер, выполненный однотипной аппаратурой ИК-36 при бурении в 1991 году. Интервалы обводнения, выделяемые по ИК, залиты синим цветом и по шкале глубин имеют следующие координаты: 920,2–957,9 м, 1116,8–1134,9 м и 1141,4–1179,4 м.

По результатам потокометрических исследований в этой скважине, основной приток жидкости в ствол происходит из интервала 1145,0–1188,0 м, частично из интервала 1092,0–1103,0 м.

На кривой повторного ГК, зарегистрированной аппаратурой КСА-Т7, отмечается радиогеохимическая аномалия в интервале глубин 900,0–1202,0 м. Наиболее существенное повышение уровня счета повторного ГК по сравнению с базовым замером ГК, отмечается в интервале глубин 910,0–1162,0 м. Конфигурация кривой повторного ГК подтверждает, что приток воды в ствол скважины начинается примерно с глубины 1162,0 м.

По результатам проведенных исследований в скважине 35830Г следует сказать, что положение интервалов обводнения, выделенных по ИК, и работающих интервалов, определенных по данным потокометрии, в нижней части горизонтального ствола совпало. Отсутствие притока в интервале 920,2–957,9 м можно объяснить слабым возбуждением скважины в процессе компрессирования.

Таким образом, можно сказать, что практика проведения геофизических исследований в горизонтальных скважинах с использованием гибкой трубы показала высокую эффективность комплекса «ИК+потокометрия» для определения интервалов обводнения и выделения отдающих интервалов.

Вместе с тем был выявлен и ряд методических и технологических недостатков при проведении исследований и обработке их результатов.

1. В процессе обработки и анализа результатов исследований с использованием технологии доставки приборов в горизонтальную часть ствола скважины гибкой трубой возникают проблемы точной привязки результатов к глубине. Невязки кривых

(VM), to a lesser extent of thermal data registered in operating well, the most remarkable were the following producing intervals: 1763–1780 meters, 1786–1794 meters, that is the pay zone is not longer than 25 meters from total 360 meters of the pay zone.

On the GK curve, registered with unit KSA-T7, the mentioned intervals showed the increased parameters that could be a result of active filtration.

«Angularity» of humidity readings and CTI in the depth range 1763–1780 meters and is connected with reservoir-scale fractures.

In order to determine oil saturated and watered intervals in open horizontal section of borehole the most efficient methods are electrometric methods, in particular electromagnetic well logging. Fig.6 shows research results of compact equipment for electromagnetic well logging IK-42K conducted on well 35830G. In order to determine watered intervals of watered investigated carbonate reservoir there was applied an approach of normalization of current metering of IK in accordance with basic metering, conducted with single type equipment IK-36 while drilling in 1991. The watered intervals, detected by IK are marked blue and have following coordinates according to depth scale: 920.2–957.9 m, 1116.8–1134.9 m and 1141.2–1179.4 m.

In accordance with flow research of the well, the main fluid inflow into the bore effects from interval 1145.0–1188.0 m and partially from interval 1092.0–1103.0 m.

On the curve of repeated GK, registered with equipment KSA-T7, there is a radio-geochemical anomaly detected in depth range of 900.0–1202.0 m. The most significant level increase of repeated GK comparing to basis metering of GK is noticed in depth range 910.0–1162.0 m. The curve configuration of repeated GK proves that water inflow into the well originates from depth 1162.0 m.

According to survey results of the well 35830G one should say that the location of watered intervals detected by GK and operating intervals, coincides with detected by means of flow-metering, in the lower section of horizontal bore. The absence of inflow in interval of 920.0–957.9 m is clarified by poor stimulation of a well while compression.

Thus it is possible to say that the procedure of logging in horizontal wells with coiled tubing proved high efficiency of system “Ik+flow research” for location of watered intervals and detection of producing intervals.

A number of methodological and technological drawbacks have been detected while logging and processing logging results.

1. While processing and analyzing logging results with a technology of tool conveyance to horizontal section of well bore with CT there are issues of precise binding of results to depth. The noncorrelated data of depth sometimes exceeds 10 m, often occurs systematic depth shifts as well as formation curve deformation. It is especially difficult to correlate repeated depth measurements, in cases when one of the meterings was effected while RIN and the other while POOH. The existing software (for example PRIME system) allows to correct depth measurements data, however it takes significant time for processing and data analysis.

2. Due to high output rates and long pay intervals they do not manage to obtain stable inflow while flow researches. Sometimes the reconditioning of the first level, and therefore the discontinuance of bed production happens before registration is over.

According to our point of view, one of the prospective ways of obtaining of sustainable inflow while well survey in horizontal wells is application of a jet pump, that could be adapted for coiled tubing logging.

Now in order to increase efficiency of location of watered and producing intervals in accordance with order of Tatneftegeophysica there has been developed downhole equipment, that includes module of electric logging and flow metering



по глубине иногда превышают 10 м, причем имеют место как систематические сдвиги по глубине, так и поинтервальные деформации кривых. Особенно трудно увязываются между собой повторные замеры в случаях, когда один из замеров произведен на спуске, а другой — на подъеме. Имеющиеся программные средства (например, в системе «ПРАЙМ») позволяют корректировать по глубине результаты измерений, однако это отнимает значительное время при обработке и анализе результатов.

2. Из-за высоких дебитов и большой протяженности работающих интервалов горизонтальных стволов не удается получить устойчивые притоки в процессе всех потокометрических исследований. Иногда восстановление первоначального уровня, а следовательно, и прекращение работы пластов происходит до завершения процесса регистрации.

На наш взгляд, одним из перспективных способов получения устойчивого притока при проведении ГИС в горизонтальных скважинах является использование струйного насоса УЭГИС, который может быть адаптирован для проведения исследований с гибкой трубой.

В настоящее время для повышения эффективности решения задачи выделения обводненных и работающих интервалов по заказу ОАО «Татнефтегеофизика» разработана комплексная скважинная аппаратура, включающая модуль электрического каротажа и потокометрический модуль, что позволит одновременно регистрировать 9 параметров. Для более точных измерений методом ИК разработаны специальные центраторы, обеспечивающие нахождение прибора на оси скважины диаметром до 220 мм. При необходимости аппаратура может быть укомплектована модулем измерения усилия толкания прибора, что особенно важно при геофизических исследованиях с гибкой трубой.

Для исследований в обсаженных горизонтальных скважинах может применяться комплексная аппаратура импульсного нейтронного каротажа АИНК-43-120/40, разработанная в ОАО «Татнефтегеофизика». Эта аппаратура кроме двух зондов ИНГК имеет модуль резистивиметрии и при исследованиях в действующих скважинах позволит не только оценивать насыщенность перекрытых стальной колонной коллекторов, но и определять минерализацию воды, поступающей в ствол скважины.

Выполнение одновременных измерений указанной комплексной аппаратурой в остановленном режиме, в процессе и после освоения скважины позволит сократить время и стоимость исследований, а также значительно повысить их информативность.

ВЫВОДЫ:

1. Имеющаяся в ОАО «Татнефтегеофизика» стандартная скважинная аппаратура в основном позволяет решать задачи определения работающих интервалов в горизонтальных стволах скважин при проведении исследований в работающей скважине. Однако для выявления слабоотдающих интервалов чувствительность датчиков стандартной аппаратуры недостаточна.

2. Результаты потокометрических исследований показывают, что при эксплуатации горизонтальных скважин «работает» не весь вскрытый продуктивный коллектор, а лишь отдельные, наиболее проницаемые интервалы.

3. Обводнение продуктивных карбонатных коллекторов происходит, как правило, в интервалах с преобладанием трещинного типа пористости.

4. Наиболее качественно задача определения работающих интервалов и выявления интервалов обводнения в необсаженных горизонтальных стволах решается при комплексировании методов потокометрии с ИК и ГК.

5. Для достоверного определения состава жидкости по сечению горизонтального ствола необходимо применять скважинную аппаратуру с датчиками сканирующего типа.

module, that allows registering simultaneously 9 parameters. In order to have more precise measurements with IK method there have been developed special centrators, that provide for tool location on well axis with I.D. up to 220 mm. If necessary the equipment could be equipped with pushing force measuring module that is essential for logging with coiled tubing.

In order to log cased horizontal wells it is possible to use system equipment for pulse neutron logging АИНК-43-120/40, developed in Tatneftegeophysica. Besides two sondes this equipment has a resistivity meter module and while surveying operating wells allows not only to evaluate saturation of overlap with steel string reservoirs, but also to define mineralization of water that gets to well bore.

The fulfillment of simultaneous measurements with the mentioned system equipment in the stopped mode and during and after well mastering allows to reduce time and cost of logging, and also to increase its information value.

CONCLUSIONS:

1. The standard equipment of Tatneftegeophysica in general allows to locate operating intervals in horizontal wells while logging operating well. However in order to define poor-producing intervals the sensitivity of standard equipment sensors is not sufficient.

2. The results of flow survey show that while operation of horizontal well a not entire length of pay zone produces, but only a separate permeable intervals.

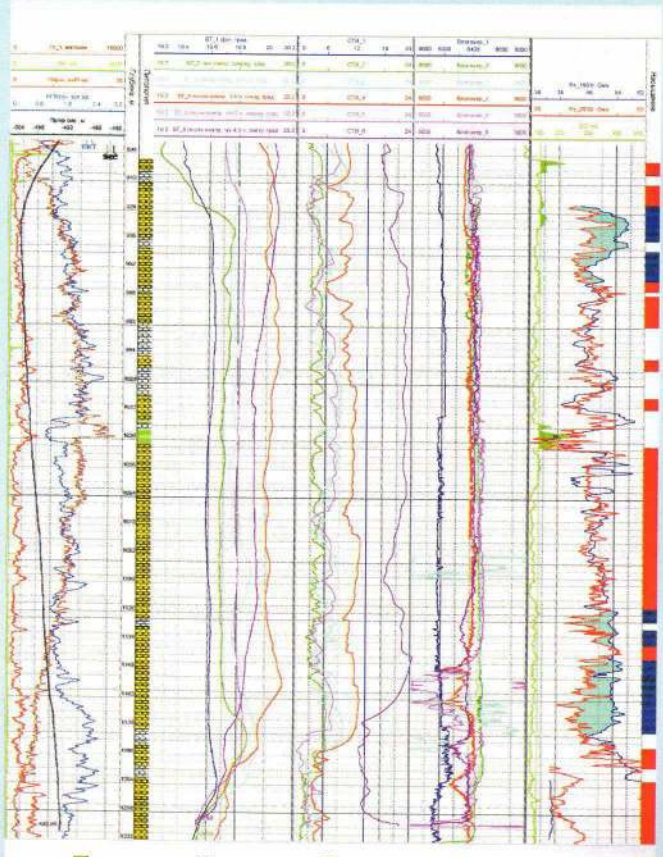
3. The watering of pat carbonate reservoirs happens as a rule in intervals with prevailing porosity of interstitial type.

4. The best way to determine the operating intervals and detect watered intervals in open hole of horizontal wells is to use complex approach of flow survey with IK and GK.

5. In order to determine the fluid composition authentically in section of horizontal bore it is necessary to use downhole equipment with scanning sensors.

Рис. 6. Скважина 35830 Г

Fig. 6. Well 35830 G



ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ

В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ С УСТАНОВКОЙ «НЕПРЕРЫВНАЯ ТРУБА»

Л.М. Кочетков,
к.т.н., начальник СУПНП и КРС,
К.В. Бурдин,
к.т.н., ведущий инженер СУПНП и КРС

L.M. Kochetkov,
candidate of Technical Science, Head of
SUPNP and KRS,
K.V. Burdin,
candidate of Technical Science, Lead
Engineer of SUPNP and KRS

INSULATION OF BEHIND- THE-CASING FLOWS IN HORIZONTAL WELLS WITH COILED TUBING

В настоящее время в Сургутском УПНП и КРС ОАО «Сургутнефтегаз» работает 17 бригад по капитальному ремонту скважин с установками «Непрерывная труба».

Диаметр непрерывной трубы (НТ), в основном используемый в СУПНП и КРС, — 38 мм, но для специальных работ применяются трубы диаметром 44 и 19 мм.

Сургутское УПНП и КРС проводит значительный объем геофизических исследований горизонтальных скважин с использованием непрерывной трубы, оснащенной геофизическим кабелем. Внедрение и отработка технологии геофизических исследований с применением НТ с кабелем позволили получать информацию о наличии заколонных перетоков в горизонтальных скважинах и вторых стволах и разработать технологию их ликвидации.

Всего на 1 сентября 2004 года с начала работ установками «Непрерывная труба» Сургутским УПНП и КРС проделано 12648 капитальных ремонтов скважин (см. данные, приведенные в табл. 2 в рубрике «Статистика»).

Освоены и успешно выполняются более 26 технологических операций по ремонту скважин с применением установки «Непрерывная труба».

ОАО «Сургутнефтегаз» занимает лидирующие позиции в Западной Сибири по строительству и ремонту горизонтальных скважин и боковых стволов с горизонтальным окончанием.

Эффективность эксплуатации боковых стволов снижается по причине обводненности продукции. По результатам геофизических исследований с гибкой трубой (ГТ) в 2000–2004 г. в 62 боковых стволах выявлены заколонные водоперетоки.

С 2000 года Сургутским УПНП и КРС проведено более 40 капитальных ремонтов скважин в боковых стволах по изоляции водоперетоков с применением НТ. Работы по изоляции водоперетоков в скважинах с боковыми стволами (БС) осложняются ввиду большой длины перфорированных труб (фильтра), находящихся в горизонтальной части хвостовика. При этом возникают определенные трудности при проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР) существующими традиционными технологиями и материалами.

Для эффективной изоляции заколонных водоперетоков необходимо четко представлять характер процессов и причины их возникновения, которые в первом приближении можно разделить на:

Today Surgut UPNP and KRS of Surgutneftegaz employs 17 well workover crews with coiled tubing units.

The mainly used tubing O.D. by SUPNP and KRS is 38 mm, but if necessary they use 44 and 19 mm tubing.

Surgut UPNP and KRS conduct a major volume of logging activities with coiled tubing equipped with logging cable. The introduction and mastering of the logging technology with coiled tubing with cable installed allows to obtain data on behind-the-casing flows in horizontal wells and secondary bores and to develop its elimination technology.

From the very beginning of coiled tubing use for the 1st of September 2004 Surgut UPNP and KRS completed 12648 well workovers (*the data is given in tabl. 2. of the column "Statistics"*).

There have been mastered and have successfully been performing more than 26 operations of well servicing with coiled tubing.

Surgutneftegaz enjoys a leading position in Western Siberia in drilling and servicing of horizontal wells as well as lateral bores with horizontal completion.

The efficiency of sidehole operations is decreasing due to production watering. According to the logging data obtained with coiled tubing in 2000–2004 62 sideholes appeared to have behind-the-casing flows.

From 2000 Surgut UPNP and KRS completed more than 40 well workovers in sideholes aimed at behind-the-casing flow isolation with coiled tubing. The isolation operations in wells with sideholes are complicated due to significant length of perforated tubing (filter) located in the lower section of liner. There are certain difficulties while servicing with present conventional technologies and materials.

For efficient isolation of behind-the-casing flows it is necessary to be familiar with the nature of the occurrence and reasons of it, which could be divided into one of the following categories:

1) geological (lithologic heterogeneity of the deposits, low formation resistance to hydraulic fracturing, presence in the cementing interval of highly permeable waterbearing horizons, significant pressure gradients between developed seams);

2) technical (the channel development between cement and casing due to its deforming when bleeding internal overpressure, behind-the-casing packer leak, production string leak);



1) **геологические** (литологическая неоднородность залежи; низкое сопротивление пластов гидроразрыву; наличие в интервале цементирования высокопроницаемых водоносных горизонтов; значительные градиенты давлений между вскрытыми пластами);

2) **технические** (образование канала между цементным камнем и обсадными трубами за счет их деформации при снятии избыточного внутреннего давления; негерметичность заколонных пакеров, негерметичность эксплуатационной колонны);

3) **технологические** (качество тампонажного раствора; эксцентричное положение обсадной колонны; неполное вытеснение бурового раствора тампонажным и их смешение; недостаточная очистка ствола от бурового шлама);

4) **физико-химические** (несовместимость бурового и тампонажного растворов; наличие в тампонажном растворе избыточной воды; прорыв пластовых флюидов по проницаемым зонам в процессе ОЗЦ; седиментационные процессы в тампонажном растворе);

5) **механические** (трещинообразование в цементном камне).

Все эти факторы оказывают свое влияние на работу скважин, в которых было произведено забуривание боковых стволов и горизонтальных скважин. Но основной причиной, приводящей к возникновению водоперетоков, является геологическое строение интервала забуривания бокового ствола и особенность конструкции скважин с боковыми стволами (рис. 1.) на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз».

3) **Technological** (the quality of cement slurry, eccentric location of casing string, incomplete displacement of drilling fluid with cement slurry and its blending, inadequate cleaning of borehole from drilling cuttings);

4) **Physicochemical** (non compatible drilling fluid and cement slurry, cement slurry with excessive amount of water, outburst of formation fluids via permeable zones while WOC; sedimentary processes in cement slurry);

5) **Mechanical** (cracks development in cement).

All these reasons are affecting operation of wells with fat holes and horizontal bores. The main reason bringing development of flows is a geological structure of interval for sidetracking, and peculiarity of sidetracked hole (STH) well structure (fig. 1) of Surgutneftegaz fields.

The isolation activities (interval of flow has no connection with perforated interval of production string) requires installation of intercepting plug or explosive packer with following perforation. These activities as a rule are prolonging workover time or have negative effect on payout bed interval, and on some wells installation of sand or cement plugs is problematic.

In order to exclude effect of negative factors the isolation of behind-the-casing-flows is effected via perforated part of production string, payout bed is "excluded" by means of blocking fluid during the operation (the technology is described in the first issue of the magazine).

Today, as blocking fluids they employ a water-based fluid on a basis of chemical reagents of Clear Water company. The use of other fluids is prevented with the price of the reagents, its fire

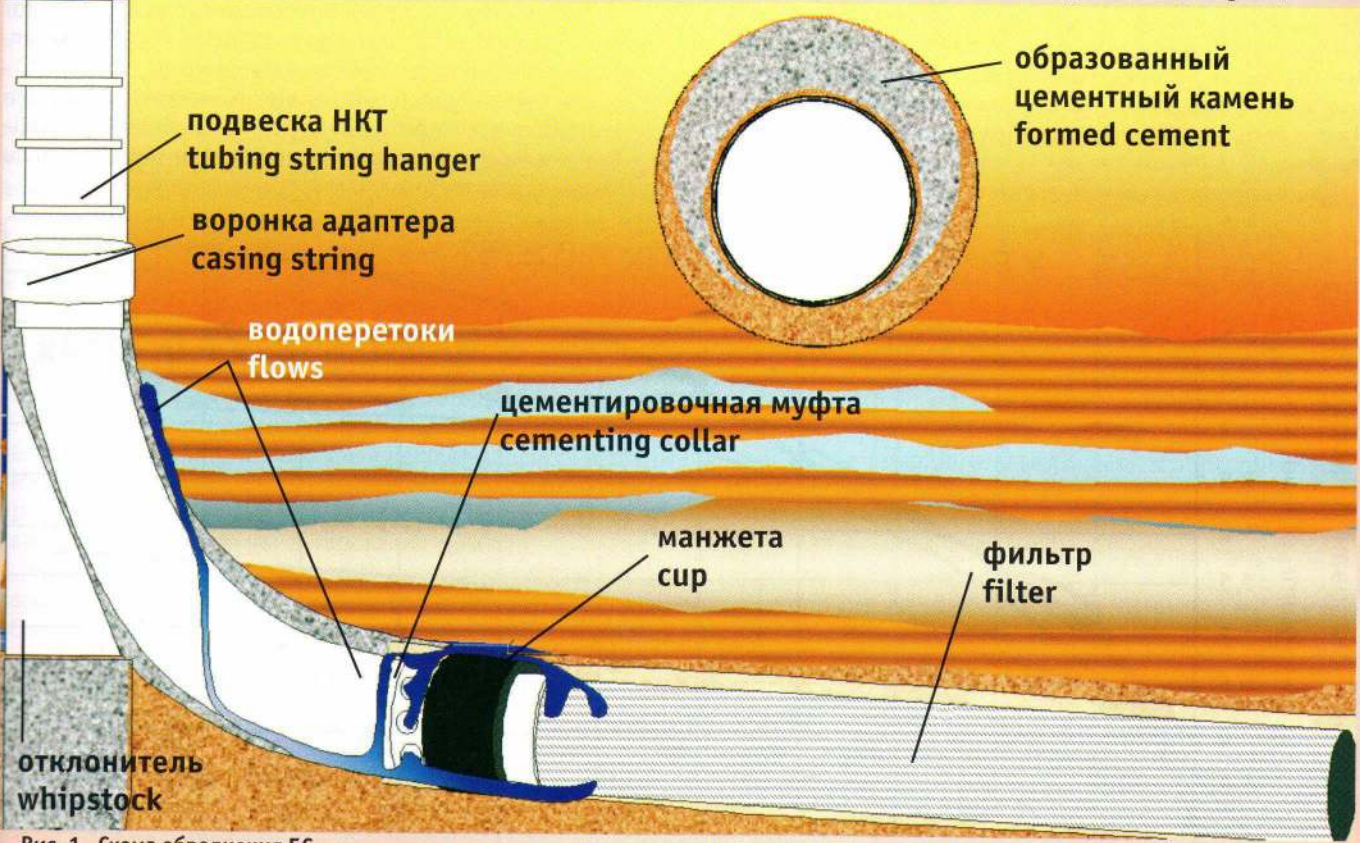


Рис. 1. Схема обводнения БС
Fig. 1. The diagram of STH watering out

Проведение изоляционных работ (интервал перетока не сообщается с перфорированным участком эксплуатационной колонны) требует установки отсекающего моста или взрывного пакера с последующей перфорацией. Эти работы, как правило, существенно увеличивают продолжительность ремонта или оказывают негативное воздействие на интервал продуктивного пласта, а на скважинах с ГО установка песчаных или цементных мостов проблематична.

risk and ecological impact (fluids on a basis of hydrocarbons). The testing results of filtering of blocking fluid of Clear Water via core samples of different permeability are represented on fig. 2.

The dependence analysis on fig. 2 shows that as times goes by the filtering speed of blocking fluid via samples of different permeability (0,023; 0,188; 0,321 μm^2) is getting stable and in 70-100 minutes the filtering is stopped. The results of permeabil-

Для исключения влияния негативных факторов изоляцию заколонных перетоков осуществляем через перфорированную часть эксплуатационной колонны, при этом продуктивный пласт «отключаем» блокирующей жидкостью (подробно технология описана в первом номере журнала).

В настоящее время в качестве блокирующей жидкости применяется водная жидкость гидроразрыва на основе химических реагентов фирмы «Clear Water». Применение остальных жидкостей останавливает сложность их изготовления, относительная дороговизна компонентов и пожарная и экологическая опасность (жидкости на основе углеводородов).

Результаты исследований фильтрации блокирующей жидкости фирмы «Clear Water» через образцы кернов различной проницаемости графически представлены на рис. 2.

Анализ зависимостей на рис. 2 показывает, что со временем скорость фильтрации блокирующей жидкости через образцы различной проницаемости (0,023; 0,188; 0,321 мкм²) стабилизируется, а через 70–100 мин фильтрация прекращается. Результаты восстановления проницаемости образцов керна при исследовании воздействия блокирующих жидкостей фирмы «Clear Water» представлены на рис. 3.

Результаты лабораторных исследований показывают, что применение блокирующей жидкости данного состава не оказывает существенного негативного воздействия на проницаемость коллекторов, которая восстанавливается на 76,1–92,6 %.

Изоляция заколонных перетоков в рассматриваемых скважинах только цементными растворами недопустима и неэффективна, даже при положительном эффекте он будет непродолжительным.

Правильный выбор технологии изоляции и типа тампонажных изолирующих материалов должен обеспечивать заполнение пористой среды и каналов в скважине и призабойной зоне, а также оптимальное структурообразование состава в технологически приемлемые сроки.

Для различных геологических и технологических условий

ity reestablishment in accordance with the research of effect of blocking fluids Clear Water are represented on fig.3.

The results of laboratory tests show that application of blocking fluid of the very composition have no significant negative effect on permeability of reservoirs that is renewable from 76.1 to 92.6 %.

The isolation of behind-the-casing-flows in the concerned wells is not acceptable and not efficient, even if positive it is not long lasting.

The right selection of isolating technology and kind of plugging insulating materials should provide for filling of porous media and channels in well and bottomhole zone, as well as optimal structure formation of composition in technological acceptable terms.

For different geological and technological conditions appropriate plugging materials should be used that would provide for effective plugging and reliable restriction and insulation of flows. In order to solve the mentioned tasks it is necessary to use multicomponent compositions with adjustable properties, and before this it is necessary to push aside the water front with viscoelastic fluid, block it with polymer systems and than fix it with cement slurry.

In order to reduce filtering processes while remedial cementing in SUPNP and KRS they use water-swelling polymer. This polymer is based on acrylamide VNP-615, that has been produced as powder of different brands, has following swelling properties of distilled water 600 g/g (600 g of water is absorbed by 1 g of the polymer). The water swelling polymer VNP-615 is two-component polymer. One component is responsible for swelling and the other for hardness of the gel. Osmotic pressure is a water-swelling mechanism of the polymer.

After swelling each part of polymer remains in a gel-like condition, not transforming into viscous fluid. The swelling process is not pressure depending. It is not affected by temperatures up to 80 °C.

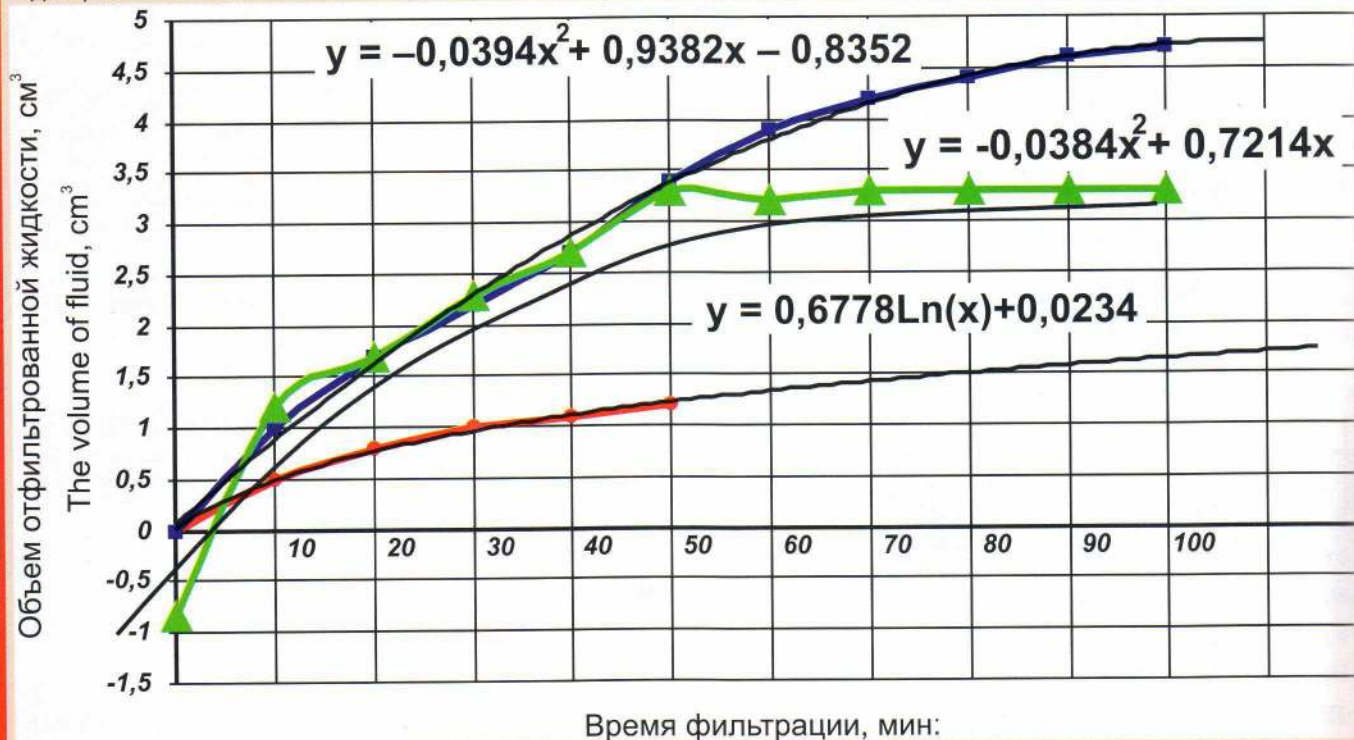


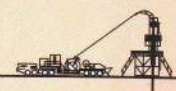
Рис. 2. График изменения во времени объема фильтрата блокирующей жидкости фирмы «Clear Water» через образцы кернов различной проницаемости

Fig. 2. The chart of changes in time of filtrate volume of blocking fluid Clear Water via samples of different permeability

— (образец № 10415-89, κ=0,188 мкм²) / (sample No. 10415-89, κ=0,188 μm²)

— (образец № 1386-96, κ=0,321 мкм²) / (sample No. 1386-96, κ=0,321 μm²)

— (образец № 5720-97, κ=0,023 мкм²) / (sample No. 5720-97, κ=0,023 μm²)



должны применяться соответствующие тампонажные материалы, обеспечивающие эффективное блокирование и надежное ограничение и изоляцию водоперетоков. Для решения указанных задач необходимо использовать поликомпонентные составы с регулируемыми свойствами, при этом следует предварительно оттеснять фронт воды вязкоупругими жидкостями, блокировать его полимерными системами, а затем фиксировать тампонажными растворами.

Для снижения фильтрационных процессов при проведениии РИР в СУПНП и КРС применяют водонабухающий полимер (ВНП). ВНП на основе акриламида В-615 выпускается в виде порошка различных марок, обладает водопоглощением в дистиллированной воде 600 г/г (600 г воды поглощается 1 г ВНП). ВНП-615 представляет собой двухкомпонентный полимер. Одна его составляющая «отвечает» за набухание, другая — за некоторую жесткость набухшего геля. Осмотическое давление является водопоглотительным механизмом ВНП.

После расширения каждая частица ВНП остается в гелеобразном состоянии, не переходя в вязкую жидкость. Процесс расширения практически не зависит от давления. На него не влияет температура до 80 °С.

Установлено, что оптимальная добавка порошкового ВНП к массе сухого цемента составляет 0,25–0,35 %. Отличительная особенность состава — способность превращаться (после короткой, на 1–5 мин, остановки прокачивания) из раствора с высокой подвижностью в раствор с высокой вязкостью (гелеобразный) и снова приобретать подвижность при страгивании. Такие растворы получили название тиксотропиков. В период после окончания продавки цементного раствора до начала схватывания тампонажный состав находится в состоянии жесткого и самоудерживающегося столба в кольцевом пространстве. Это свойство ВНП предотвращает образование каналов перетока при цементировании скважин.

Не меньший интерес представляют результаты исследования по водоотдаче. При общей закономерности водоотстой во времени для обоих растворов у тиксотропиков водоотстой с начала затворения в два раза меньше, чем у растворов без добавки ВНП, что связано с более коротким сроком образования коагуляционной структуры. Следовательно, седиментационная устойчивость тиксотропика значительно выше, чем цементного раствора без добавок.

На графике (рис. 4) хорошо видно улучшение свойств цементного раствора с добавкой ВНП по отношению к цементному раствору без добавок.

Для более качественного восстановления цементного камня за эксплуатационной колонной часто применяют расширяющие цементы добавки к ним.

В основе расширяющихся цементов лежат химические процессы, приводящие к образованию новой фазы, объем которой больше исходной.

Красковским заводом АО «Стройматериалы» (Московская область) серийно выпускается смесь известковая для горных и буровых работ (СИГБ), которая является аналогом невзрывчатой разрушающей смеси (НРС-1).



Рис. 3. Результаты восстановления первичной проницаемости образцов кернов после фильтрации через них блокирующих жидкостей фирмы «Clear Water»

Fig. 3. Results of reestablishment of initial permeability of samples after filtering blocking fluids Clear Water

It is defined, that optimum addition of the polymer to the dry weight of cement is 0,25–0,35 %. The distinctive feature of the composition – the ability to transform (after short for 1–5 minutes after pumping) from highly active fluid to highly viscous fluid (gel-like) and again return to active condition in case it is started to move. Such fluids are called thixotropic. After the cement is being squeezed and before stiffening the grouting mortar is in hard and self-holding column condition in annular space. This property of polymer prevents from developing of flowing channels while cementing wells.

Water yield results are also of high interest. Taking into account the general rule of top settling in time for both solutions for the thixotropics the top settling from the moment of tempering is two times shorter comparing to solutions without polymer, which is connected with shorter time of coagulation structure formation. Consequently the sedimentary stability of thixotropics is significantly higher than cement without additions.

The chart (fig. 4) represents the improvement of cement solution properties with addition of polymer comparing to cement without additions.

In order to rebuild cement in a better way behind the production string they often use expanding cement.

This cement is based on chemical processes developing new phases, the volume of which exceeds initial one.

Kraskovski plant Stroymaterialy (Moscow Region) has launched mass production of lime mixture for mining and drilling activities (SIGB), which is similar to nonexplosive destructive mixture (NRS-1).

SIGB is a result of burning of mixture of carbonate rock, phosphogypsum and calcium chloride with content of active CaO+MgO not less than 92 %.

The pure SIGB under aqutation produces pressure up to 45 mPa. The addition of 5–10 % in proportion to cement mass provides for pressure of 2.2–4.5 MPa. This pressure is quite enough to seal isolating channels and is safe for casing strings. The main expansion (for 9–11%) falls into period of structure formation, when the structure still has plastic properties, and remaining 1% of the expansion falls into the first day of hardening. Under spreadability in 18–20 cm the

СИГБ является продуктом обжига смеси карбонатной породы, фосфогипса и хлористого кальция с содержанием активных CaO+MgO не менее 92 %.

Чистая СИГБ при гидратации даёт давление до 45 МПа. Добавка в цементный раствор 5–10 % от массы цемента в пропорции даёт давление расширения 2,2–4,5 МПа. Этого давления вполне достаточно для обеспечения герметичности изолируемых каналов, и оно безопасно для целостности обсадных колонн. При этом основное расширение (на 9–11 %) происходит в период структурообразования, когда структура еще пластична, а оставшийся 1 % расширения приходится на первые сутки твердения. При растекаемости

в 18–20 см плотность тампонажного раствора составляет 1500–1650 кг/м³. На параметры цементного раствора добавка СИГБ в указанных количествах практически не влияет.

С применением данных добавок в 2004 году проведено 10 ремонтов скважин, при этом успешность РИР составила 90 %.

До конца 2004 года планируется провести около 20 ремонтов по аналогичным скважинам. При условии сохранения динамики производства данных ремонтов ожидаемый экономический эффект в 2004 году составит 71,894 млн руб.

Неучтенные эффекты складываются за счет большей надежности применяемых материалов, отсутствия повторных работ и значительного увеличения эффекта от РИР, сокращения МРП скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Время колтубинга: Информационно-аналитический журнал. — М.: НП ЦРКТ, 2002. — № 1. — С. 12–17.
2. Применение водонабухающего полимера (ВНП) при ремонтно-изоляционных работах в НГДУ Лениногорскнефть АО «Татнефть» // Нефтепромысловое дело. — 1999. — № 9.
3. Проведение ремонтно-изоляционных работ с применением водонабухающего полимера в НГДУ «Лениногорскнефть» // Нефтяное хозяйство. — 2000. — № 2.
4. Применение цементного раствора с высокой тиксотропией при ремонте скважин // Нефтяное хозяйство. — 2001. — № 6.
5. Отчет о научно-исследовательской работе «Разработка новых технологий и материалов для изоляции негерметичности колонн, в т.ч. в интервале сеномана» / ТО «СургутНИПИнефть», 2001.
6. Технологический регламент на проведение ремонтно-изоляционных работ с применением установок «Непрерывная труба» при ремонте скважин с боковыми стволами / ОАО «Сургутнефтегаз».

ПОЗДРАВЛЯЕМ КОНСТАНТИНА В. БУРДИНА С ЗАЩИТОЙ КАНДИДАТСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ В ТЮМЕНСКОМ ГОСУДАРСТВЕННОМ НЕФТЕГАЗОВОМ УНИВЕРСИТЕТЕ!

Тема диссертации: «Исследование и разработка технологии изоляции заколонных перетоков в горизонтальных скважинах с применением гибких труб».

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой РИВС ТГНГУ Григорий Павлович Зозуля.

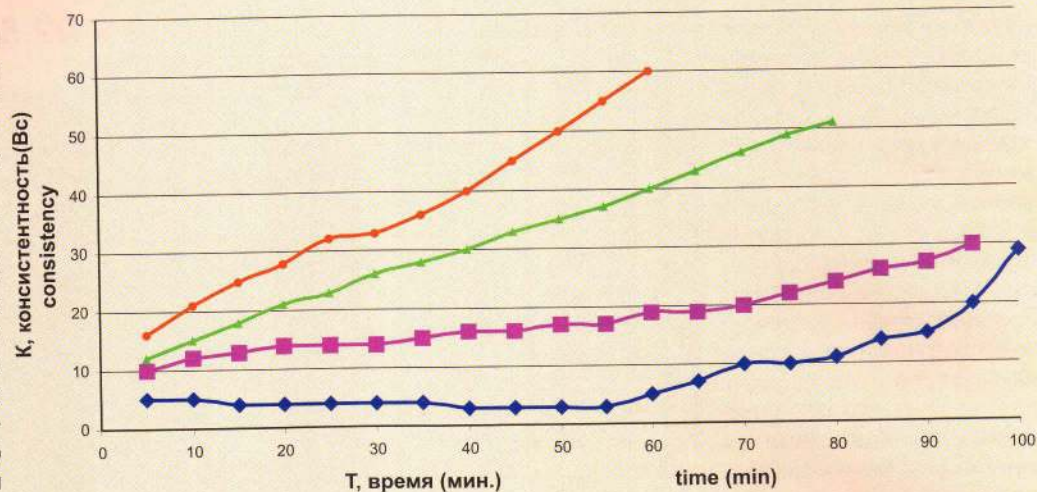


Рис. 4. Изменение консистенции тиксотропного цементного раствора с ВНП в зависимости от времени перемешивания и роста температуры с 20 до 60 °C

Fig. 4. The thickness alterations of thixotropic cement solution with polymer additions depending on mixing time and temperature growth from 20 to 60 °C

- ◆ без ВНП/Without polymer
- ◆ 0,2 % ВНП/0.2 % polymer
- ◆ 0,3 % ВНП/0.3 % polymer
- ◆ 0,4 % ВНП/0.4 % polymer

density of grouting mortar is 1500–1650 kg/m³. The addition of polymer in the mentioned amount almost has no effect on these properties.

With application of the mentioned additions in 2004 there have been accomplished 10 well workovers, the ratio of success was 90 %.

Before the end of 2004 they plan to conduct about 20 servicing operations with similar wells. Provided that the servicing dynamics stays still the economic effect in 2004 will amount to 71,894 mln of rubles.

The unsuspected effects are summarized due to higher reliability of applied materials, no repeated activities, and significant increase from remedial cementing, reduction of overhaul period.

LITERATURE

1. Coiled tubing times: Informational-analytical magazine – М.: NP CRKT, 2002 – No.1. – pages 12–17.
2. The application of water-swelling polymer for servicing and isolation operations in NGDU Leninogorskneft Tatneft// Neftepromyslovoe Delo. – 1999. – No.9.
3. Isolation operations with water-swelling polymer in NGDU Leninogorskneft//Neftyanoe Khozyaistvo. – 2000. – No.2.
4. The application of cement solution with high thixotropy for well servicing// Neftyanoe Khozyaistvo. – 2001. – No.6.
5. Report on scientific research “Development of new technologies and materials for isolation of string leaking, as well as in Senomanian interval”/SurgutNIPIneft, 2001.
6. Technological regulations for coiled tubing servicing and isolation activities for well servicing with sideholes / Surgutneftegaz.

WE CONGRATULATE KONSTANTIN BURDIN WITH THE DEFENDING OF A PH.D. THESIS IN TYUMEN STATE OIL&GAS UNIVERSITY (TGNGU)!

The theme of the thesis: “Research and development of the technology of insulation of behind-the-casing flows in horizontal wells with coiled tubing”

Scientific Advisor: Doctor of Engineering, Professor, Head of the Chair of Workover and Recovery of Wells of TGNGU Zozulya Grigory Pavlovich



ТЕХНОЛОГИЯ И АППАРАТУРА «ДЕФЕКТΟΣКОП-КОЛТЮБИНГ»

ДЛЯ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ДЛИННОМЕРНОЙ БЕЗМУФТОВОЙ ТРУБЫ

В.Н. Даниленко,
ЗАО НПФ «ГИТАС»,
В.В. Голушко,
ФГУП «ГНЦ РФ НИИАР»,
В.И. Шамшин,
ОАО «ГАЗПРОМ»

V.N. Danilenko,
GITAS,
V.V. Golushko,
NIIAR,
V.I. Shamshin,
Gazprom

TECHNOLOGY AND EQUIPMENT “DEFECTOSCOPE- COILED TUBING” FOR COILED TUBING INSPECTION

Колтюбинговые технологии все шире внедряются в отечественную практику добычи нефти и газа. Ключевым элементом колтюбингового агрегата является длинномерная безмуфтовая (непрерывная) труба. Непрерывная труба — это расходный материал и важнейший инструмент колтюбинговых технологий, ее техническое состояние во многом определяет эффективность применения колтюбинговых технологий.

В процессе эксплуатации длинномерная безмуфтовая труба испытывает значительные знакопеременные нагрузки и коррозионное воздействие технологических растворов и жидкостей. В результате изменяются геометрические размеры трубы, появляется овальность, образуются и накапливаются дефекты, приводящие к потере прочности трубы и ее обрыву.

Срок службы длинномерных безмуфтовых труб зависит не только от их качества, но и от соблюдения рекомендуемых условий эксплуатации. Отсутствие оперативной системы диагностики технического состояния непрерывной трубы не позволяет выполнить рекомендуемые условия эксплуатации трубы и продлить ее ресурс, что приводит к повышению аварийности при проведении работ с колтюбинговыми агрегатами, увеличиваются затраты на обслуживание, текущий и капитальный ремонт и ликвидацию аварии при обрыве трубы.

По предложению ООО «Газпром» и при техническом содействии ООО «Кавказтрансгаз» в 2002–2003 гг. был разработан и испытан опытный вариант дефектоскопической системы «Дефектоскоп-колтюбинг» для автоматизированного контроля технического состояния трубы диаметром 38 мм в процессе ее эксплуатации. Разработка выполнена ЗАО НПФ «ГИТАС» совместно с ФГУП «ГНЦ РФ НИИАР».

Аппаратура и технология автоматического контроля технического состояния непрерывной трубы «Дефектоскоп-колтюбинг» представляет собой систему, работающую в нескольких режимах, и включает в себя магнитный датчик, диагностирующий толщину стенок и потери металла в трубах, датчик овальности, измеряющий диаметр трубы одновременно в восьми направлениях, датчик пути-скорости высокого разрешения, определяющий глубину погружения

Coiled tubing technologies are wider and wider implemented to domestic oil and gas production practice. The key element of coiled tubing unit is coiled tubing. Coiled tubing is a consumable and most important tool of coiled tubing technologies. Technical condition of coiled tubing to a great extent defines the efficiency of coiled tubing technology application.

During operation the tubing is subjected to alternating loads and corrosive media of technological fluids. As a result geometry properties of tubing change, appear ovality and defects that lead to durability loss and its parting.

The life of coiled tubing depends not only on its quality but also on operating conditions. The absence of command-and-control inspection systems of coiled tubing does not allow to observe recommended operating conditions and prolong its working life, that increases accident rate while using coiled tubing units, increases servicing costs, current servicing and workover and breakdown elimination in case of tubing parting.

In accordance with proposal of Gazprom and with technical support of Kavkaztransgaz in 2002-2003 there was developed and tested a prototype of inspecting system “Defectoscope-coiled tubing” in order to provide automated tubing (O.D. 38 mm) inspection. The unit has been developed by GITAS along with NIIAR.

The equipment and technology of automated control of technical condition of coiled tubing “Defectoscope-coiled tubing” represents a system with number of operating modes, comprises magnetic device, that detects wall thickness and metal loss in tubing, ovality sensor, that measures tubing diameter in accordance with 8 directions, sensor of path-speed of a high resolution, that detects the depth and speed of tubing tripping. The sensor acts independently as tubing spools into the well. The sensors are connected with computing device that registers, analyses and stores the readings. The special visual and sonic signals point out the mismatch of inspected tubing piece with the set standards. The technical properties of Coiled tubing inspection are represented on table 1.

The system has three operating modes:

- normal operating mode with real time data processing and providing operator with data on dangerous tubing defects while tripping;

и скорость подачи гибкой трубы. Датчики функционируют независимо в период подачи трубы в скважину и связаны с компьютерным устройством, записывающим, анализирующим и сохраняющим их показания. Специальные световой и акустический сигналы указывают на несоответствие диагностируемого участка трубы требуемым стандартам. Технические характеристики «Дефектоскопа-колтюбинга» приведены в табл. 1.

Таблица 1.

Технические характеристики аппаратуры «Дефектоскоп-колтюбинг»

Диаметр контролируемых труб	от 35 до 40 мм
Максимальная толщина контролируемой трубы	до 5 мм
Марка стали	ферромагнитные
Выявляемые типы дефектов:	внутренние и наружные раковины и вмятины; поверхностные и сквозные (свищи); поперечные и наклонные трещины с раскрытием 0,1 мм, длиной 10 мм и более; сквозные отверстия диаметром 1 мм и более
Скорость перемещения трубы относительно блока датчиков, до	0,8 м/с
Шаг измерений	2 мм
Разрешающая способность дифференциации соседних локальных дефектов вдоль трубы, не более	20 мм
Погрешность измерения геометрических параметров трубы (диаметр и овальность), не более	± 0,2 мм
Предел допускаемой основной погрешности измерения средней толщины трубы (по сечению)	± 0,5 мм
Электропитание	от автомобильного аккумулятора с напряжением 24В
Температура окружающей среды для блока датчиков, °С	от -30 до +50
Относительная влажность, %	до 100 (при наличии осадков в виде дождя и снега)

Table 1.
Specification of the equipment "Defectoscope-coiled tubing"

O.D. of controlled tubing	from 35 to 40 mm
Max thickness of controlled tubing	up to 5 mm
Steel grade	ferromagnetic
Detected defects:	Internal and external flaws and dents, surface and through holes, transverse and inclined cracks with opening of 0.1 mm and length of 10 mm and higher through holes with I.D. of 1 mm and more
Tripping speed up to	0,8 m/s
Measurement pitch	2 mm
Resolution of differentiation of local tubing defects along the tubing, not more	20 mm
Measuring uncertainty of geometry tubing properties (O.D. and ovality), not more	± 0,2 mm
The max allowed measuring uncertainty of average wall thickness (section)	± 0,5 mm
Power supply	From automobile battery 24V
Ambient temperature for sensing block, °C	from -30 to +50
Relative humidity, %	Up to 100 (should there be any precipitations as rain or snow)

Система «Дефектоскоп-колтюбинг» имеет три режима работы:

- штатный режим с обработкой данных в реальном времени и выдачей сигнала о наличии опасного дефекта оператору колтюбинговой установки при проведении операций по спуску и подъёму трубы;
- экспертный режим, когда дефектоскопист в камеральных условиях проводит детальный анализ полученных на скважине данных и дает экспертную оценку техническому состоянию трубы на каком-либо участке;
- режим настройки, предназначенный для калибровки и диагностики системы с использованием специальных образцов с искусственными дефектами.

В основу контроля локальных дефектов и геометрии трубы (диаметра, овальности) положен импульсный электромагнитный метод. Блок датчиков надевается на трубу и крепится на

• expert mode, when the inspector conducts detailed analysis of the gathered data and provides expert evaluation of tubing section;

• set-up mode, this mode is for system calibrating and diagnostic purposes with use of special samples with artificial defects;

As a basis for local defect and geometry (diameter and ovality) control there is used a pulse electromagnetic method.

The sensor block is attached to coiled tubing unit to a path metering mechanism (fig.1). In order to control the tubing surface there are 16 attachment differential inspection sensors and 16 sensors of linear movement in order to measure the geometry properties. The measurement synchronization and associating the data with the linear coordinates of tubing is effected by means of special roller sensor that generates synchronic pulses every 2.5 mm as the tubing moves. The amplifiers and analog-digital converters are mounted along with the sensor block. The measurement data has been transferred to a Notebook computer that processes the data and represents operator defectograms with geometry properties in real time. The most possible measurement frequency is 320 measurements per second that corresponds the maximum possible tripping speed of 0.8 m/s with measurement resolution 2.5 mm.



Рис. 1. Внешний вид и монтаж блока датчиков

Fig. 1. The external view and setting of sensor block

колтюбинговой установке к механизму штатного датчика пути (рис. 1). Для контроля трубы по всей ее окружности используется 16 накладных дифференциальных дефектоскопических датчиков и 16 датчиков линейных перемещений для измерения геометрических параметров. Синхронизация измерений и привязка к линейным координатам трубы осуществляется с помощью специального роликового датчика, вырабатывающего синхроимпульсы при продольном перемещении трубы через каждые 2,5 мм. Усилители и аналого-цифровые преобразователи смонтированы вместе с блоком датчиков. Данные измерений передаются в ПЭВМ типа Notebook, в которой осуществляется обработка и представление оператору дефектограмм и геометрических параметров в реальном времени. Предельно возможная частота измерений составляет 320 изм./с, что соответствует максимально возможной скорости перемещения трубы равной 0,8 м/с с дискретностью измерений 2,5 мм.

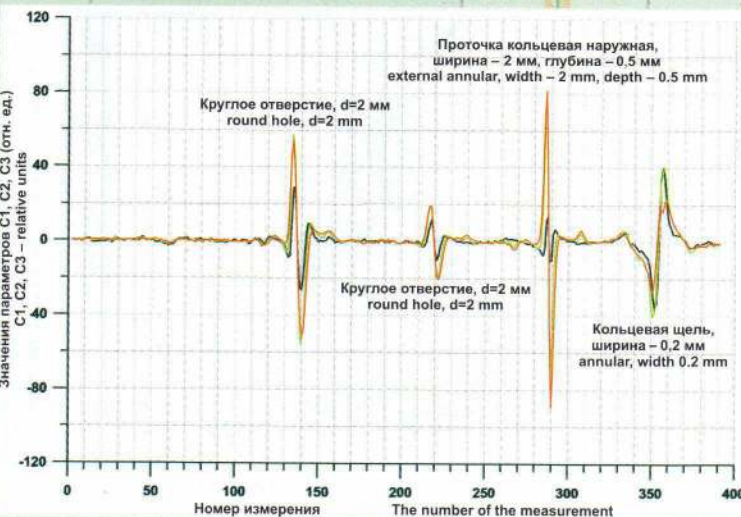
Для каждого импульса возбуждения дефектоскопических датчиков измеряется напряжение импульса отклика с измерительных обмоток датчика и вычисляются три параметра (C1, C2, C3). Все последовательности сигналов в ПЭВМ подвергаются фильтрации (цифровые частотные рекурсивные фильтры), нормировке в реальном времени и выводятся на экран дисплея (рис. 2). Параметры фильтров выбираются исходя из опыта, и могут быть легко изменены оператором перед началом измерений.

Для выбора параметров настройки фильтров, оценки чувствительности, разрешающей способности и возможности идентификации дефектов различного типа был изготовлен специальный образец с круглыми отверстиями диаметром 1 и 2 мм, наружной кольцевой проточкой (ширина — 2 мм,

Рис. 3. Дефектограммы образца трубы с искусственными дефектами. Материал – сталь, диаметр – 38 мм, толщина стенки – 3,5 мм

Fig. 3. Defectogram of the CT sample with made-up defects.

The material – steel, diameter – 38 mm, wall thickness – 3,5 mm



For each dirge pulse of inspecting sensors the voltage of response pulse from the measuring sensors is measured and tree parameters are calculated (C1, C2, C3). All the signal sequences are filtered by computer (digital frequency recursive filters) real time regulation and displayed on operator's screen (fig.2). The filter properties are selected relying on experience and could easily be changed by operator before measurements.

In order to chose filter options, perceptibility, resolution and opportunity of defect identification of different type, there has been developed a special sample with round holes with diameter 1 and 2 mm, the outer circular gnoving-through (width – 2 mm, depth – 0.5 mm) and circular groove 0.2 mm wide. Defectograms

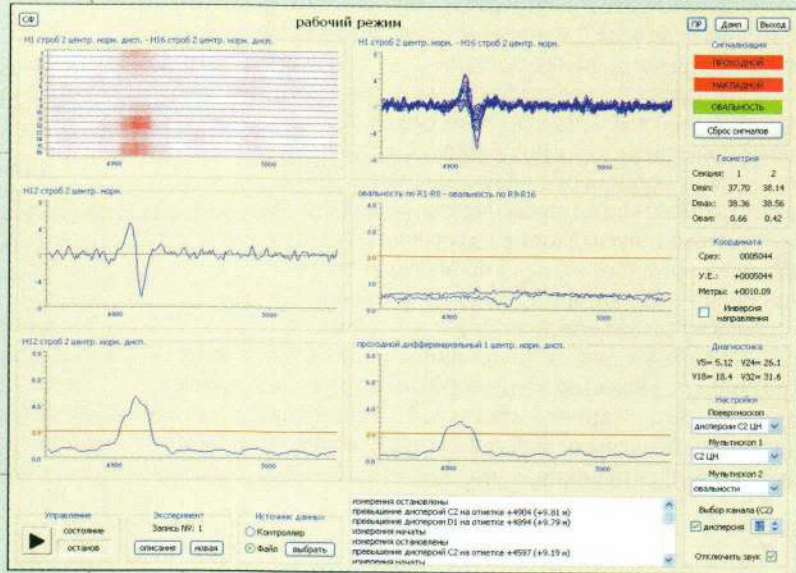


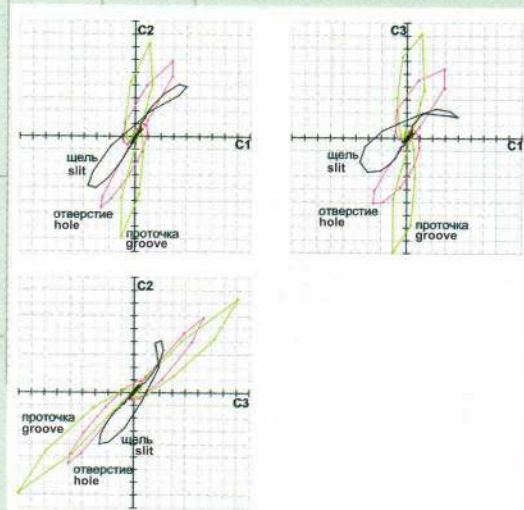
Рис. 2. Отображение сигналов на дисплее при регистрации данных

Fig. 2. Echoing of the signals during data registration

of this sample are represented on fig. 4. The defectogram shows that perceptibility and resolution of the system is quite satisfactory. In order to check an opportunity to identify the type of defect there were prepared charts in coordinates C1-C2, C1-C3, C3-C2. They are presented on fig. 5. From the charts we can see that using samples recognition methods in two or tree dimensions of parameters C-1-C2-C3 it is possible to draw separating lines or surfaces and thus to conduct automatic defect classification, that is to identify the kind of defect with some reliability.

Рис. 4. Графики, построенные по дефектограммам образца трубы с искусственными дефектами в осях различных пар параметров

Fig 4. The charts, build according the defectograms of tubing sample with made-up defects in the axis of different couples of parameters



глубина — 0,5 мм) и кольцевой щелью шириной 0,2 мм. Дефектограммы этого образца представлены на рис. 3. На дефектограммах видно, что чувствительность и разрешающая способность системы вполне удовлетворительна. Для проверки возможности идентификации типов дефектов строились графики в координатах C1-C2, C1-C3, C3-C2. Они представлены на рис. 4. Из графиков видно что, используя методы распознавания образов в двухмерном или трехмерном пространстве параметров C1-C2-C3, можно построить разделяющие линии или поверхности и тем самым провести автоматическую классификацию дефектов, т.е. идентифицировать тип дефекта с некоторой надежностью.

На рис. 5 представлена дефектограмма реально используемой трубы длиной около 1000 м. Измерения проводились на колтюбинговой установке на одной из скважин ООО «Кавказтрансгаз». Дефектограмма снята по одной из образующих трубы с помощью накладного дифференциального датчика и представлена лишь одним параметром контроля — C2, который наиболее устойчив к изменению зазора между трубой и датчиком.

Как видно из рис. 5, труба имеет много мелких дефектов, обусловленных наличием рисок, мелких вмятин, продольного сварного шва и т.д. Наблюдается также несколько больших всплесков сигнала, некоторые из которых были идентифицированы как относительно большие

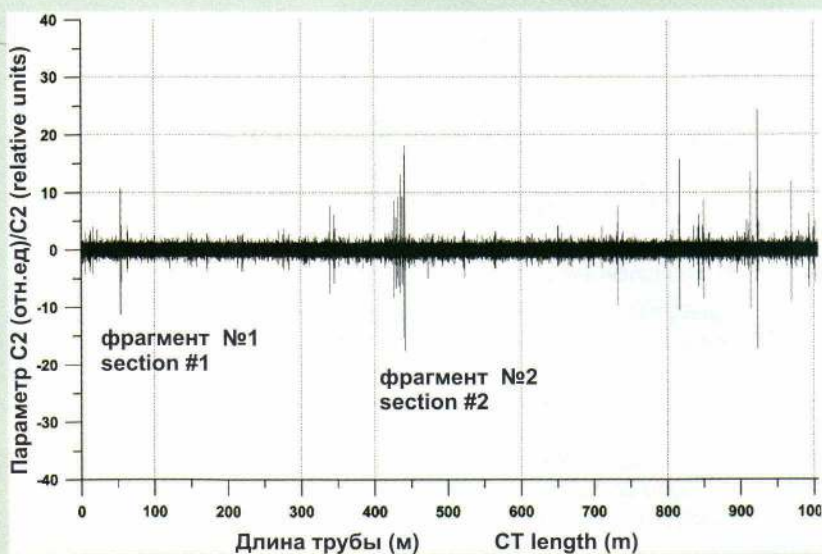


Рис. 5. Дефектограмма участка трубы (фрагмент №2)
Fig. 5. Defectogram of coiled tubing sample (section #2)

Fig. 5 shows defectogram of tubing in service about 1 000 meter long. The measurements were conducted on coiled tubing unit using one of the wells of Kavkaztransgaz. The defectogram has been prepared according to one of the formative tubing with attachment differential sensor and represented with the only one control variable – C2 that is most resistant to the

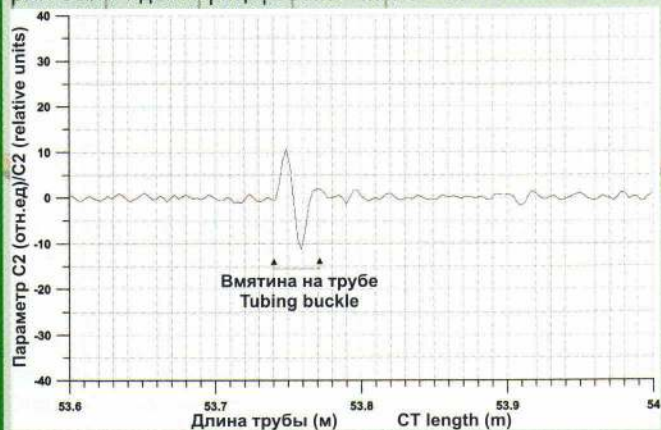


Рис. 6. Дефектограмма участка трубы (фрагмент № 1)
Fig. 6. Defectogram of coiled tubing sample (section #1)

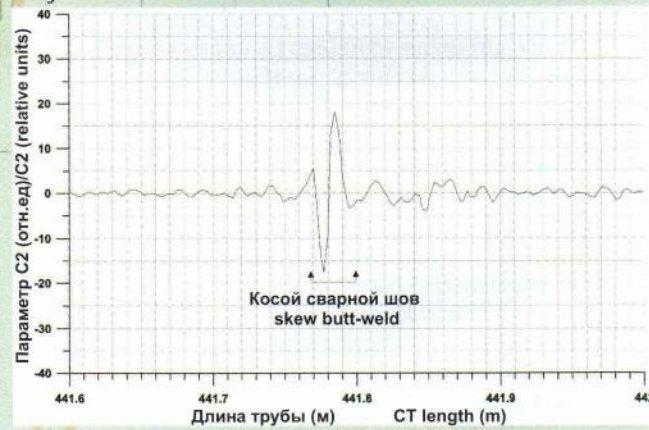


Рис. 7. Дефектограмма участка трубы (фрагмент № 2)
Fig. 7. Defectogram of coiled tubing sample (section #2)

Рис. 8. Дефектограмма на развертке трубы (фрагмент № 1)
Fig. 8. Defectogram on the tubing development (section #1)

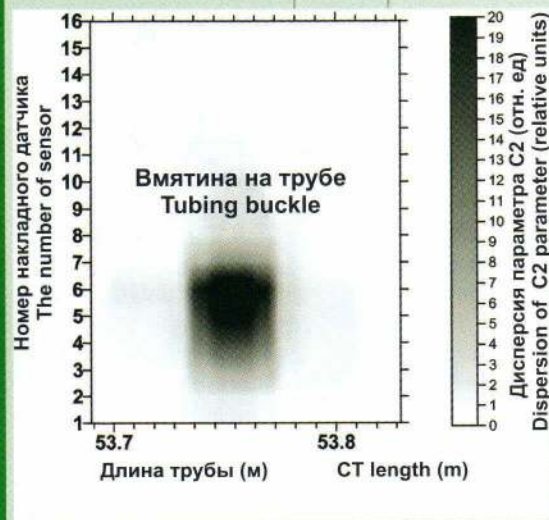
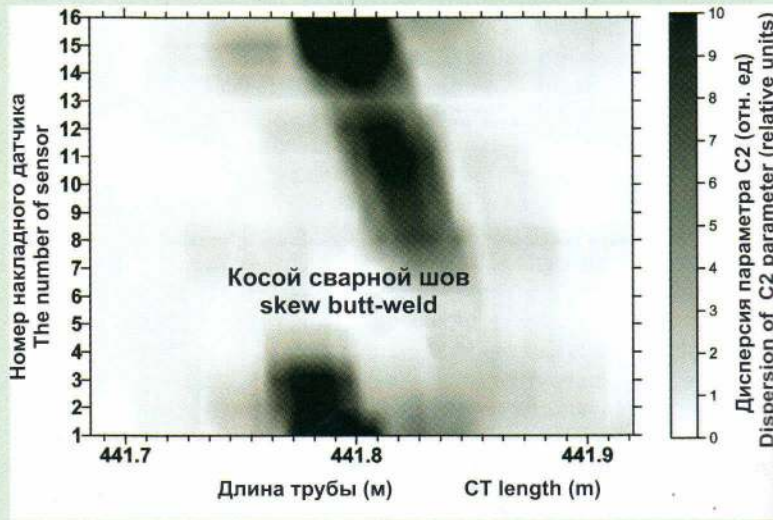


Рис. 9. Дефектограмма на развертке трубы (фрагмент № 2)
Fig. 9. Defectogram on the tubing development (section #2)



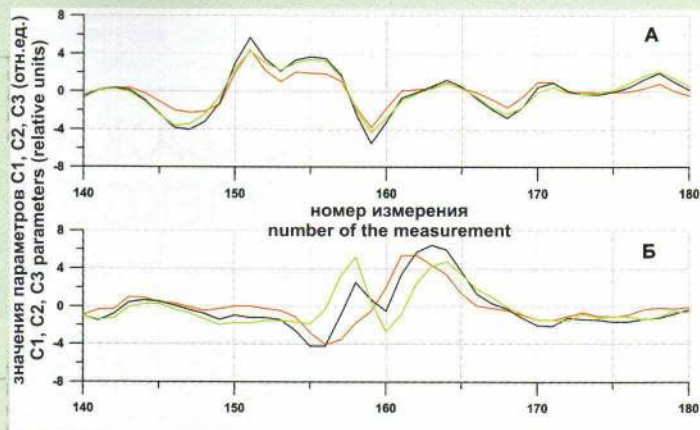
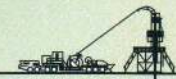


Рис. 10. Дефектограмма по двум образующим образца трубы – без трещины (А) и с трещиной на косом сварном шве (Б)
 Fig. 10. Defectograms on two formative of the tubing sample – without fracture (А) and with fracture on the skew butt-weld (B)

вмятины на трубе или косые стыковочные швы. На рис. 6 и 7 показаны дефектограммы фрагментов трубы с вмятиной глубиной ~1 мм и с косым сварным швом. Дефектограммы этих же фрагментов трубы, но с отображением данных всех 16 накладных дефектоскопических датчиков представлены на развёртках трубы (рис. 8 и 9). Уровень яркости изображения соответствует величине дисперсии параметра C2. На рис. 8 виден локальный дефект (вмятина), размер которого составляет приблизительно 40 x 40 мм, а на рис. 9 четко виден заводской стыковочный косой сварной шов.

Очевидно, такие же большие всплески сигналов на дефектограммах от заводских стыковочных швов будут наблюдаться и на новых трубах. Эти сигналы, также как и сигналы от вмятин, становятся помехами при обнаружении трещин в сварных швах и будут давать ложные тревоги при использовании простых пороговых алгоритмов обнаружения.

На одной из труб колтюбинговой установки была обнаружена трещина в косом сварном шве, которая затем проявила себя как свищ при нагружении трубы внутренним давлением. Из этой трубы был вырезан дефектный участок и обследован в лабораторных условиях. Трещина имела раскрытие ~0,1 мм и протяженность ~10 мм. На рис. 10 представлены дефектограммы по двум образующим этого образца трубы – А и Б. По образующей А контроль велся датчиком, который «видел» сварной шов без трещины, а по образующей Б – с трещиной. Датчики отстояли друг от друга по окружности образца трубы на угол ~110°. Сравнивая эти дефектограммы, нетрудно заметить дополнительные искажения сигнала, вызванные наличием трещины. Очевидно также, что простой однопараметрический пороговый обнаружитель не будет эффективен для идентификации трещины. На рис. 11 представлены графики в осях C1-C3, C1-C2, C2-C3, построенные по данным дефектограмм рис. 11. Из графиков видно, что идентификация шва с трещиной в этом случае не представляет никакого труда.

Для окончательного определения набора информативных параметров и выработки алгоритмов обнаружения и идентификации опасных дефектов проводятся дальнейшие исследования на многих других образцах с реальными дефектами, накапливается статистика и проводится обучение системы. Разрабатываются диагностические системы под другие диаметры непрерывных труб.

Оснащение колтюбинговых установок аппаратурой и технологией «Дефектоскоп-колтюбинг» для оценки технического состояния длинномерной безмуфтовой трубы непосредственно в процессе ее эксплуатации приведет к повышению надежности и экологической безопасности работ, позволит исключить трудоёмкие работы, связанные с обрывом и оставлением трубы в скважине.

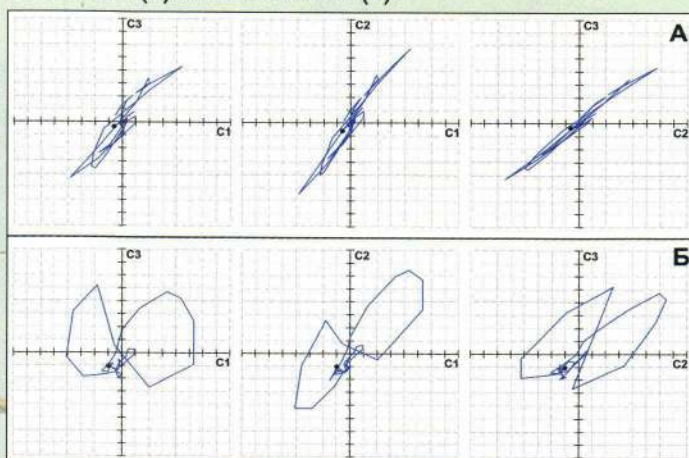
alterations of clearance between tubing and sensor.

As we could see from the fig. 5 the tubing has a great deal of minor defects. These are not harmful defects for tubing: hairlines, dents, noises of longitudinal seam and so on. There are few major signal bursts, some of them were identified as relatively big dents on tubing or skew butt-welds. Fig. 6 and 7 show defectograms of tubing sections with 1 mm dents and skew butt-weld. Defectograms of the tubing sections but with data from all the 16 sensors are presented on tubing scanning (fig. 8 and 9). The brightness of the picture corresponds the value of dispersion of variable C2. The first picture shows a local defect (pitch), size 40x40 mm, the next picture depicts factory skew butt-weld.

Probably such big signal splashes on defectograms from factory butt-welds will be observed on new tubing. These signals,

Рис. 11. Графики, построенные по дефектограммам в осях различных пар параметров для косого сварного шва без трещины (А) и с трещиной (Б)

Fig. 11 The charts, built according the defectograms in the axis of different parameters for the skew butt-weld without fracture (А) and with fracture (B)



as well as signals from pitches are barriers for crack detection in weld seams and will be the source of false alarms using simple detection algorithms.

One of the pipes of coiled tubing unit had a crack in a skew butt-weld, that later produces a hole under coiled tubing internal pressure. The defective sector has been cut from the tubing string and inspected under laboratory conditions. The crack had an opening ~0,1 mm and length ~10 mm. Fig. 10 represents defectograms of two formative of the tubing sample – А and B. Formative А has been controlled by a sensor that had “seen” the seam weld without the crack, and formative В – with crack. The sensors were at the angle of ~110° away from each other. Comparing these defectograms, it is easy to notice additional signal distortion, caused by the crack. It is evident that simple one parameter threshold detector will not be efficient for crack identification. Fig. 11 represents charts in axis C1-C3, C1-C2, C2-C3 prepared in accordance with defectogram data fig. 11. as we can see from the charts, that identification of seam with crack is an easy operation in this case.

In order to finally define the set of informative parameters and development of detecting algorithms and identification of dangerous defects, they conduct further researches on many other samples with real defects, they accumulate statistical data and the system is being “instructed”. They develop diagnosing systems for other properties of coiled tubing.

The equipping coiled tubing units with equipment and technologies “coiled tubing inspection” in order to evaluate technical condition of coiled tubing during its servicing life increases its reliability, ecological safety, allows to exclude labor-intensive operations, related to tubing parting and leaving it inside the well.

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ

БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН КОЛТЮБИНГОВЫМ КОМПЛЕКСОМ В БАШКОРТОСТАНЕ

Р.Р. Салигаскаров,
инженер группы депресси-
онных методов вскрытия ООО
«ИПЦ Интех», ОАО «Башнефть»

R.R. Saligaskarov,
underbalanced development
group engineer of "IPC Intech",
Bashneft

EQUIPMENT AND TECHNOLOGY OF HORIZONTAL WELL DRILLING WITH COILED TUBING SYSTEM IN BASHKORTOSTAN



Рим Р. Салигаскаров Rim R. Saligaskarov

Специалисты, принимавшие участие в прошлогодней колтубинговой конференции, наверняка помнят доклад о начале бурения первой скважины в ОАО «Башнефть» колтубинговым комплексом на базе М4001.

Бурение было удачным для первой скважины, несмотря на сложности, возникшие при работе с новым оборудованием, начиная с негерметичности уплотнения подпорного насоса и заканчивая перебоями в работе азотной станции.

Первая скважина имела стандартный для данного района профиль с горизонтальным окончанием. Длина горизонтального ствола составила около 80 м.

Следующей стала скважина, похожая на предыдущую. Мы ее закончили около месяца назад. Основной проблемой, повлекшей за собой решение о прекращении бурения, стала недолговечность клапанов компрессора азотной установки.

Ориентатор, используемый нами при бурении, — гидравлического типа, он срабатывает за счет включения-выключения насоса. Но в условиях присутствия азота в буровом растворе имели место ложные срабатывания ориентатора.

Specialists that took part in coiled tubing conference held last year, hopefully remember a report on beginning of the first well drilling in Bashneft with coiled tubing system M4001.

The drilling was quite successful for the first well, despite the difficulties that arose with new equipment: from non-pressurized sealing of booster pump and to interruptions of nitrogen pumping unit operation.

The first well had a typical profile for the region with horizontal completion. The length of horizontal bore was about 80 meters.

The next well was a well similar to the later one. We completed it about one month ago. The main trouble that stopped drilling was short life of valves of a nitrogen pumping unit.

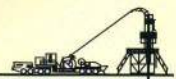
The orienter that had been employed for drilling was of hydraulic type. It is actuated by pump turning on and off. But when the nitrogen was present in drilling fluid there was noticed faulty

orienter engaging. This issue has not been completely solved. In connection with this there were tested non steerable BHAs as a backup variant. Today they started with development of electromechanical orienter, and at the end of the year we hopefully would have the tool for testing purposes.

Today we start with drilling of multi-bottomhole zone well. So called draft wells (technical strings, that has been installed in the upper sections of pay bed) have been already drilled and with a help of coiled tubing equipment in the pay bed there will be drilled secondary holes about 250 meters each. While working on the project we will test a new approach – baffle retrieval with coiled tubing.

Making a summary to the above said we would like to emphasize a number of issues that have to be solved:

- an efficient well selection for coiled tubing;
- need for reliable nitrogen feeding, designed for coiled tubing system needs;
- development of more precise depth measurement systems of tool deployment;



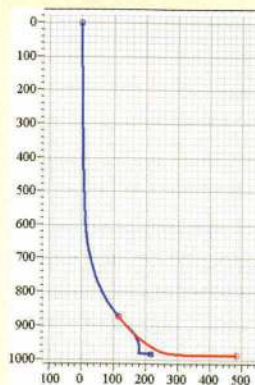
Эта проблема нами еще не решена полностью. В связи с этим в качестве резервного варианта нами были отработаны неориентируемые КНБК. В настоящее время ведутся работы по созданию электромеханического ориентатора, и к концу года, вероятно, мы получим его для испытаний.

В настоящее время мы приступаем к бурению многозабойной скважины. Так называемые «колодцы» (технические колонны, спущенные в кровлю продуктивного пласта) пробурены, а с помощью колтюбингового комплекса в продуктивном пласте будут буриться стволы протяженностью 250 м каждый. При работе над этим проектом нами будет опробован новый вид операций — извлечение дефлектора с помощью гибких труб.

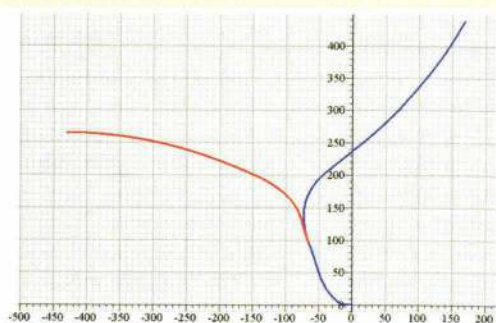
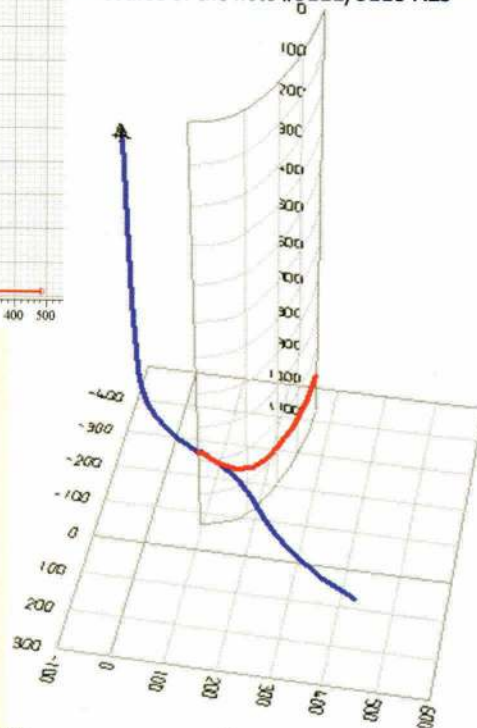
Подводя итог, хотелось бы выделить ряд проблем, требующих решения:

- рациональный выбор скважины для колтюбинга;
- необходимость надежной техники подачи азота, «заточенной» под нужды колтюбингового комплекса;
- разработка более точных систем замера глубины погружения инструмента;
- внедрение систем непрерывной дефектоскопии гибкой трубы;
- разработка ловильного инструмента для работы на гибкой трубе;
- разработка электромеханической системы ориентирования.

- introduction of tubing continuous inspection;
- development of new fishing tools for coiled tubing operations;
- development of electromechanical orienting system.



Профиль скважины №5222/5223 МЗС
Course of the hole #5222/5223 MZS



Колтюбинговый комплекс на базе М4001 / Coiled Tubing complex on base of М4001 CT unit



РАБОЧИЙ РЕСУРС

НЕПРЕРЫВНОЙ ТРУБЫ (КОЛТЮБИНГА)

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

CT WORKING LIFE

Эта статья — первая из трех, посвященных сроку службы непрерывной трубы. Тема статьи — усталость и проведение усталостных испытаний. Вторая статья расскажет об экономии средств при помощи моделирования и отслеживания усталости колтюбинга. В третьей, заключительной статье будут описаны способы повышения усталостной прочности непрерывной трубы.

Что такое усталость и испытания на усталость

УСТАЛОСТЬ МЕТАЛЛА

Металлическое изделие, подвергающееся переменному сжатию и растяжению, теряет часть своей сопротивляемости поломке с каждым циклом нагружения. Это явление, известное как усталость, происходит в результате повреждений (микроскопические трещины) на границе между прилегающими частицами (зернами) металла. Микротрещины распространяются вдоль зерен структуры металла до тех пор, пока не достигнут критического размера, после чего наступает разрушение. Каждая перемена знака напряжений в металле сокращает часть срока службы (ресурс) трубы и добавляется к «накопленному усталостному повреждению». Количество циклов знакопеременных напряжений, которое может выдержать изделие до поломки, называют усталостной стойкостью. Оценка срока службы (количества изгибных циклов или спускоподъемов) до разрушения непрерывной трубы является важной составляющей при планировании колтюбинговых работ.

Для большого количества создаваемых механизмов величина напряжений в элементах, подвергаемых циклическому нагружению, не превышает предела упругости. Эта часть диаграммы «напряжения — деформации» на рис. 1 обозначена как «область упругих деформаций».

В таких случаях усталостная долговечность может быть определена посредством разрушающих испытаний материала. В настоящее время не существует неразрушающих испытаний на усталость. Во время испытания определяется количество циклов до разрушения при данной нагрузке для данного материала. Так как количество циклов до разрушения при напряжениях, меньших предела упругости, достаточно велико, этот усталостный режим называют «многоциклового усталостью». Примером может быть усталостный режим лопастей вертолета (или работа штанговых колонн в насосных установках. — Ред.).

Если сила вызывает переменные напряжения, превышающие предел текучести, такой режим называют «малоциклового усталостью». В этом режиме обычно происходит усталостное разрушение каркаса кузова автомобиля.

Если знакопеременное напряжение большей частью находится за пределами предела упругости, можно считать, что изделие подвергается знакопеременной пластической деформации. Эта часть диаграммы напряжений — деформаций на рис. 1 обозначена как «пластическая зона». Пластическая усталость является сложной и малоизученной проблемой.

This is the first of 3 articles about the working life of coiled tubing. This first article will discuss what fatigue is and how we perform fatigue testing. The second article will discuss saving money by modeling and tracking CT fatigue. The third and final article will discuss ways CT fatigue can be reduced.

What is Fatigue and Fatigue Testing?

METAL FATIGUE

A metallic object subjected to alternating tension and compression stresses loses some of its resistance to failure with each stress cycle. This phenomenon known as fatigue is due to damage (microscopic cracks) at the boundaries between adjoining grains in the metal. These tiny cracks propagate along the grain boundaries until they become large enough to weaken the object. Each stress reversal in the object consumes some of its available fatigue life and adds to its "accumulated fatigue damage". The number of stress cycles an object can withstand before failing is called its fatigue life. Estimating the working life (bending cycles or trips) remaining to failure for a CT string is an important part of designing a CT operation.

For a large number of mechanical design problems, the magnitude of cyclic stress in components subject to fatigue is within the elastic limit. This is the portion of the stress-strain curve in fig. 1 labeled "Elastic Region".

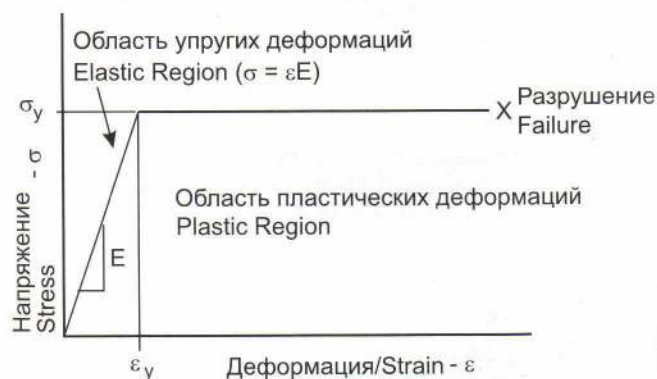


Рис. 1. Соотношение упругих и пластических деформаций
Fig. 1. Elastic vs. Plastic Strain

In such cases, one can estimate the fatigue life of a component from destructive fatigue tests on the material in the component. Non-destructive fatigue tests do not exist. The tests measure the number of cycles to failure at a given stress for the subject material. Since the number of cycles to failure for elastic deformations is extremely high, this fatigue regime is "high cycle fatigue". Fatigue failure for helicopter blades is in this regime.

If the forces acting on an object cause a combination of alternating high elastic and low plastic stresses, the fatigue



Металлическое изделие, подвергаемое знакопеременной пластической деформации, разрушается после относительно небольшого количества циклов нагружения. Этот режим, который называют «ультрамалоцикловой усталостью», относится и к колтюбингу.

УСТАЛОСТЬ НЕПРЕРЫВНОЙ ТРУБЫ

Непрерывная труба начинает свой срок службы уже пластически деформированной, так как она намотана на барабан. Более того, каждая операция спуска в скважину и извлечения из нее пластически деформирует (изгибает) трубу шесть раз:

- 1) спуск — выпрямление при размотке с барабана;
- 2) спуск — изгибание на направляющей;
- 3) спуск — выпрямление в инжекторе;
- 4) подъем — изгибание на направляющей;
- 5) подъем — выпрямление с направляющей;
- 6) подъем — изгиб при обратной намотке на барабан.

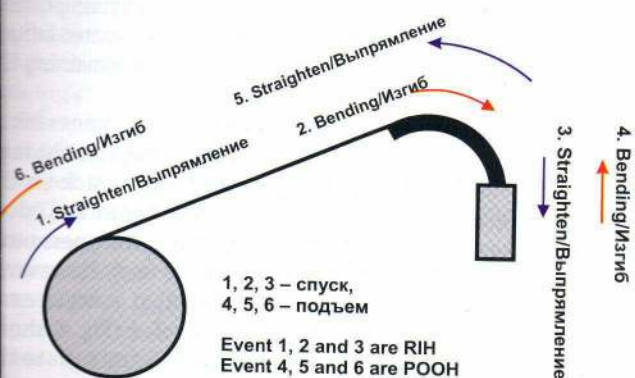


Рис. 2. Расположение участков пластической деформации
Fig. 2. Locations of CT Plastic Deformations

Как показано на рис. 2, две трети изгибающей деформации, которую испытывает участок трубы в ходе спуско-подъемной операции, возникает от направляющей. Это не означает, что две трети усталостного нагружения приходится на направляющую, но указывает на возможность доработки наземного оборудования с учетом увеличения срока службы колтюбинга. Следует иметь в виду, что все нагружения, вызывающие малоцикловую усталость трубы, происходят на поверхности, а не в скважине.

Величина пластической деформации при каждом изгибающем цикле зависит от радиуса изгиба, размеров непрерывной трубы и предела текучести материала. Таким образом, радиус направляющей и диаметр барабана оказывают существенное влияние на усталостный срок службы трубы. Внутреннее давление в ходе пластической деформации усиливает циклическое нагружение. Для того чтобы оценить накопленное усталостное повреждение участка трубы, необходимо знать количество изгибных циклов, величину пластической деформации и давление в каждом цикле. Рис. 3 показывает работу участка непрерывной трубы и ее способность противостоять разрушению. Вся диаграмма показывает срок службы для заданного сочетания условий.

Сегменты различного размера показывают различия усталостного повреждения, накопленного на участке непрерывной трубы в ходе колтюбинговых операций. Большие сегменты повреждения соответствуют большому количеству циклов изгиба, более высокому давлению, а также высоким пластическим напряжениям или некото-

режиме is "low cycle fatigue". Fatigue failure in automobile frames is typically in this regime.

If the reversed stresses are always beyond the elastic limit, an object experiences reversing plastic deformations. This is the portion of the stress-strain curve in Figure 1 is labeled "Plastic Region". Plastic fatigue is a complex and poorly understood problem. However, an object subjected to reversing plastic deformations fails after relatively few cycles. This fatigue failure regime, called ultra low cycle fatigue, applies to CT.

CT FATIGUE

CT begins its life plastically deformed, because it is wound on a reel. Moreover, each round trip into the well and back plastically deforms (bends) the tubing six times. These bending events are:

- 1) RIH — unwind and straighten from the reel
- 2) RIH — bend across the guide arch
- 3) RIH — straighten in the injector
- 4) POOH — bend onto the guide arch
- 5) POOH — straighten from the guide arch
- 6) POOH — wind back onto the reel

As fig. 2 shows, two-thirds of the bending cycles a CT segment experiences during a round trip are due to the guide arch. This does not mean that two-thirds of the fatigue damage occurs at the guide arch, but it does point to a feature of the surface equipment that can be modified to prolong the working life of a CT string. Note that all of the fatigue damage occurs in the surface equipment; none occurs in the well.

The magnitude of plastic deformation with each bending cycle depends on the bending radius, CT dimensions, and material yield strength. Thus, the radius of the guide arch and the diameter of the reel have a profound effect on CT fatigue life. Internal pressure during plastic deformation amplifies the fatigue damage. In order to estimate the accumulated fatigue damage for a segment of CT, one must know the number of bending cycles and magnitude of plastic deformation and pressure at each cycle. Fig. 3 depicts the working life of a CT segment, its ability to resist failure, as a pie. The whole pie is the working life for a given set of conditions.

The different size wedges indicate the variability of fatigue damage accumulated in a CT segment during successive CT operations. The larger "slices" of damage correspond to more bending cycles, higher pressure, higher plastic stress, or some combination of these factors. The total fatigue damage accumulated in the CT segment is the sum of the damage for operations 1-14. The balance of the pie is the remaining working life or resistance to failure. Therefore,

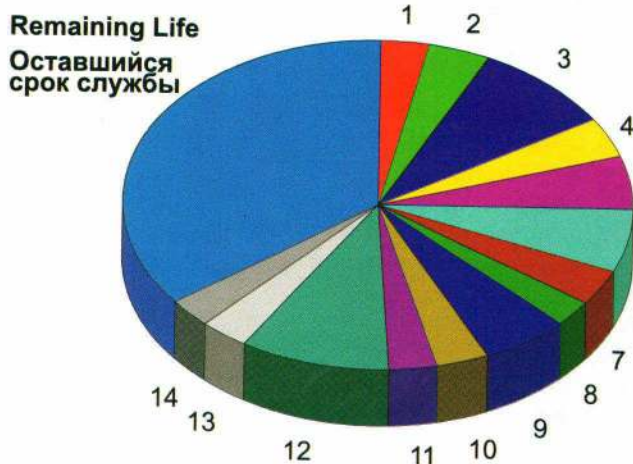


Рис. 3. Накопление усталости при выполнении колтюбинговых операций

Fig. 3. Accumulation of Fatigue with CT Operations

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ: ГИБКАЯ ТРУБА/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT: COILED TUBING

рой комбинации этих факторов. Совокупное усталостное повреждение, накопленное в участке колтюбинга, является суммой повреждений для операций 1–14. Балансом диаграммы является остаточный ресурс непрерывной трубы. Таким образом, определение остаточного ресурса участка колтюбинга невозможно без знания полной и точной истории накопления усталостных повреждений. Количество спускоподъемных операций для соответствующего остаточного ресурса зависит от условий каждой последующей операции.

Усталостное повреждение непрерывной трубы обычно начинается как микротрещина на внутренней поверхности стенки. Эта трещина распространяется через стенку колтюбинговой трубы до тех пор, пока она не превращается в маленькое отверстие или малую трещину на внешней поверхности колтюбинга. В целом усталостное повреждение непрерывной трубы не приводит к полному отказу, так как обслуживающий персонал обнаруживает выходящий поток жидкости. Однако усталостная микротрещина, которая не обнаруживается на ранней стадии, может быстро вырасти до опасных размеров. Рис. 4 показывает некоторые примеры усталостного разрушения колтюбинга, полученные в результате лабораторных исследований. Обратите внимание на специфическую волнистость стенок на каждой стороне трещины.

УСТАЛОСТНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТРУБ, НАМАТЫВАЕМЫХ НА БАРАБАН

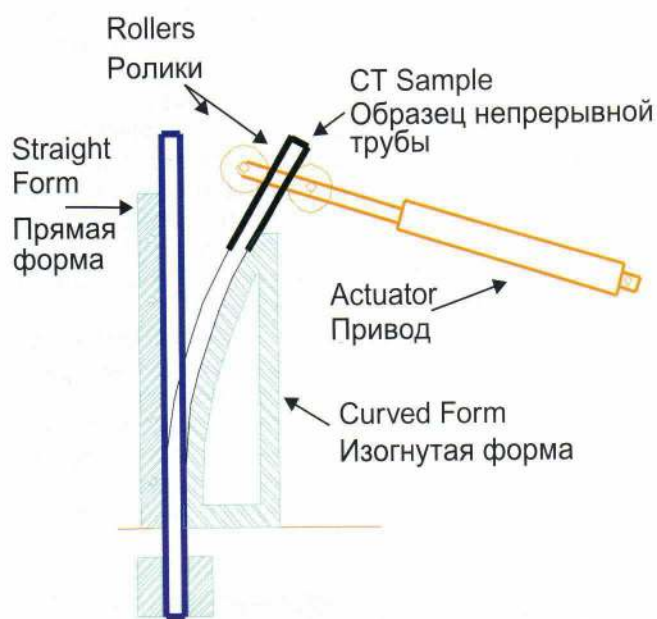


Рис. 5. Схема установки FTM
Fig. 5. FTM Schematic

Предел усталости изделия является величиной, определяемой с помощью многократных испытаний с разрушением образцов. Поскольку образцы труб не являются идентичными, то необходимо провести множество испытаний для определения средних значений и дисперсии результатов. Натурные испытания с реальным колтюбинговым оборудованием впервые проводилось в 1980-х годах в Техасе на оборудовании компании “Шлюмберге”. Этот тип испытаний обеспечивает реальные рабочие условия, но требует больших временных и материальных затрат.

Маломасштабные (упрощенные) испытания являются экономичным методом обеспечения контролируемой пласти-



Рис. 4. Усталостные разрушения труб при лабораторных испытаниях

Fig. 4. CT Fatigue Failures from Lab Tests

estimating the remaining working life for a CT segment is impossible without a complete and accurate history of the accumulated fatigue damage. The number of trips corresponding to the remaining life depends on the operating conditions for each trip.

Fatigue damage in CT usually starts as a microscopic crack at the inside surface of the wall. This crack propagates through the CT wall until it appears as a pinhole or tiny crack on the outside surface of the CT. Generally, a fatigue failure in CT does not result in a catastrophic failure because operating personnel detect the stream of fluid spurting from the leak. However, a hairline fatigue crack through the CT wall that escapes early detection can quickly grow to a disastrous size. Fig. 4 shows some examples of CT fatigue failures from lab tests. Note the rippling of the wall on each side of the crack.

CT FATIGUE TESTING

Fatigue is a statistical phenomenon requiring destructive tests. No two samples of CT are exactly alike, so many tests are required to establish mean failure rates and to characterize the variability in the results. Large-scale testing with actual CT equipment was first done in the 1980's in Texas for Schlumberger. This type of testing provides realistic operating conditions but is time consuming and expensive.

Small-scale testing is an economical method of providing controlled plastic deformations to short samples of CT. Depending on the fatigue test machine and operating conditions, these small-scale tests can provide a reasonable facsimile of the bending events CT experiences while running through the CT surface equipment.

Figure 5 is a schematic of the CT fatigue test machine (FTM) developed in 1993. The basic principle is to alternately bend (plastically deform) the CT sample around the curved form then straighten the sample against the straight form. A small pump is used to pressurize the CT sample with water. The simple control system regulated the stroking speed of the actuator and counted the number of bending cycles.

The FTM has the following capabilities:

- CT size = 1.25–3.50 in. OD
- CT pressure = 10,000 psi
- Bending radii = 48–72 in.

A big advantage of the FTM compared to large-scale testing is that it requires a much smaller sample of CT, less than 96 in. Figure 6 is a photograph of a FTM. The CT manufacturing facilities in Houston use this type of machine for routine fatigue testing of their products and for technical service work.

Due to reel back tension, the CT is always in tension while plastically deforming in the surface equipment. Also, the CT tends



Рис. 6. FTM
Fig. 6. FTM



Рис. 7. СТТМ. Общий вид стенда.
Fig. 7. CTTM Facility

ческой деформации небольших образцов непрерывной трубы. В зависимости от оборудования для испытания на усталость при рабочих условиях эти упрощенные испытания могут обеспечить удовлетворительное моделирование изгибов, которые колтюбинг испытывает при спуске через наземное оборудование.

На рис. 5 показана схема установки (FTM) для проведения усталостных испытаний, которая была разработана в 1993 г. Основным принципом работы установки является знакопеременный изгиб (пластическая деформация) образца непрерывной трубы по изогнутой форме, затем выпрямление образца до прямолинейного состояния. Небольшой насос используется для создания водой давления во внутренней полости образца трубы. Простая система управления осуществляет регулирование привода и подсчет количества циклов изгиба до разрушения.

FTM имеет следующие характеристики:

- размер непрерывной трубы: наружный диаметр OD: 1,25–3,50 дюйма (31,8–88,9 мм);
- максимальное давление в непрерывной трубе: 10,000 psi (69 МПа);
- радиус изгиба: 42–72 дюйма (1066,8–1828,8 мм).

Большим преимуществом FTM по сравнению с натурными испытаниями является то, что это оборудование требует меньшего размера образца трубы – менее 96 дюймов (2438 мм). На рис. 6 приведена фотография FTM. Производители колтюбинга в Хьюстоне используют этот тип оборудования для технологических испытаний своей продукции на усталость при циклическом нагружении.

В процессе работы непрерывная труба всегда находится в состоянии натяжения, получая в дополнение к этому пластическую деформацию в наземном оборудовании. Кроме того, с каждой спускоподъемной операцией труба стремится повернуться вдоль продольной оси на несколько градусов. FTM не рассчитана на исследование воздействия этих факторов на усталостную долговечность колтюбинга. По этой причине в 1997г. CTES разработала новое оборудование для испытаний непрерывной трубы — СТТМ. Установка СТТМ разрабатывалась с целью получения возможности испытания трубы при одновременном контролируемом воздействии натяжения, изгиба и внутреннего давления. На рис. 7 представлены фотографии СТТМ, на рис. 8 и 9 – изгибающее устройство, вид сбоку.

to rotate around its longitudinal axis a few degrees with each round trip into/out of the well. The FTM cannot investigate the effects of these factors on CT fatigue life. In 1997, CTES developed a new CT test machine (CTTM). The purpose of the CTTM is to simultaneously apply tension, bending, and internal pressure to CT samples while measuring these forces and axial strain.

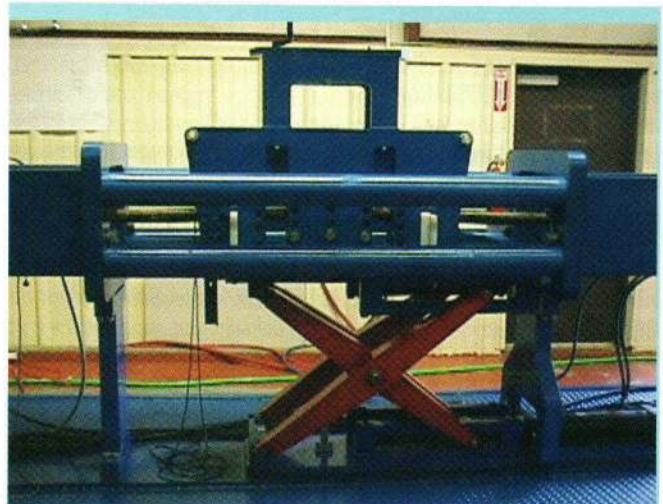


Рис. 8. СТТМ — изгибающее устройство, вид сбоку — прямой образец

Fig. 8. CTTM Bending Fixture — Sample Straight

Рис. 9. СТТМ — изгибающее устройство, вид сбоку — изогнутый образец

Fig. 9. CTTM Bending Fixture — Sample Bent



Таким образом, единственно действенным методом определения усталостной долговечности образца непрерывной трубы является ее испытание при циклической пластической деформации до момента разрушения. Следовательно, все усталостные испытания являются разрушающими. К сожалению, проведение таких испытаний на образцах трубы, взятых из крайнего участка бывшей в употреблении трубы, не дает сведений об остаточном ресурсе других участков трубы. Каждый участок в трубе имеет различную историю усталостной деформации. В связи с этим были разработаны модели усталости колтюбинга для прогнозирования усталостных повреждений участков трубы. Информация об этом – в следующем номере журнала.

Ken Newman – основатель и президент CTES, L.P., инжиниринговой компании, филиала Varco International. CTES – ведущая компания в области моделирующего программного обеспечения и систем СКР для скважин. Ken Newman является изобретателем SmarTract – скважинного трактора, в настоящее время продаваемого Expro, а также автором многочисленных технических, журнальных статей и патентов. Он имеет степень магистра в машиностроении Массачусетского технологического института и является официальным профессиональным инженером штата Техас.



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

КОММЕНТАРИЙ РЕДАКЦИИ

Подробные исследования циклической стойкости колтюбинговых труб в условиях упруго-пластического нагружения были проведены и в России коллективом специалистов ОАО “РосНИТИ” и ОАО “УралЛУК-трубмаш”. Для этой цели было спроектировано, изготовлено и внедрено устройство для циклических испытаний образцов длинномерных труб в условиях, максимально приближенных к условиям эксплуатации. В отличие от зарубежных установок испытания проводятся в условиях более жесткого нагружения: изгиб в одну сторону, разгиб, изгиб в другую сторону и снова разгиб (путем перегиба образца с одного сектора на другой по S-образной схеме). Поэтому количество циклов до разрушения трубы на зарубежных установках регистрируют в два раза больше, чем на российской. И те, и другие результаты дают практически одинаковую информацию, следует только при сопоставлении результатов испытаний данные, полученные на установках ФТМ, СТТМ делить на два. Результаты исследований были обобщены в производственно-практическом издании: Козловский А.М., Пыхов С.И., Кочетков Л.М., Кривихин И.М., Байбулатов С.Р. Длинномерные сварные трубы из стали 10ГМФ. – Челябинск, 2003.

В номере 5 нашего журнала была помещена статья коллектива авторов “Пути повышения ресурса гибких длинномерных труб при их эксплуатации”, написанная по результатам исследований, выполненных в ОАО “УралЛУКтрубмаш”.

Что касается натуральных испытаний материалов колтюбинговых труб, то комплекс таких испытаний проводился и в России: в ОКБ БН (на трубах диаметром 60 и 48 мм в 1972–77 годах), в МИНХ и ГП им. Губкина (в 1978–1981 гг. на трубах и штангах диаметром 19 и 22 мм), в ТатНИИнефтемаше (в 1979–80 гг. на штангах диаметром 19, 22 и 25 мм). Все испытания были натурными, с предварительной деформацией изгиба-разгиба до прямолинейного состояния (в статье это соответствует трем периодам: изгиб–разгиб–обратный перегиб) и с последующими испытаниями.

В ОКБ БН испытания проходили на потерю цилиндричности (на овальность) от числа циклов; в МИНХ и ГП – на определение предела усталостной и ограниченной усталостно-коррозионной прочности (в среде хлористого натрия при базе испытаний 10 млн. циклов); в ТатНИИ нефтемаше – на усталостную прочность.

Fig. 7 is a picture of the CTTM facility. Fig. 8 and fig. 9 show a side view of the bending fixture.

Thus, the only valid method for measuring the fatigue life of a CT sample is to subject it to cyclic plastic deformations until it fails. Therefore, all fatigue tests are destructive tests. Unfortunately, conducting such tests on CT samples removed from the free end of a used CT string does not indicate anything about the remaining fatigue life of segments at other locations in the string. Each segment in the string has experienced a different history of plastic deformations and pressure. Thus, CT fatigue models have been developed to predict the accumulated fatigue damage in a CT segment. Read the next issue of the magazine.

THE EDITORS COMMENTS

Similar researches of coiled tubing cycle fatigue under elasto-plastic loads were conducted in Russia by the team of Rosniti and Uralluktrubmash. For this purpose they developed, manufactured and introduced a unit for cycle fatigue testing of coiled tubing samples under conditions similar to operating. Unlike for foreign units the tests are conducted under conditions of more severe bending load to the one side, straightening, bending to other side and straightening again (by the means of bending of the sample from one section to another according to S-layout). Thus the number of cycles before collapse registered is twice higher with the foreign units. Both tests are giving approximately similar results, but comparing results one should divide the obtained results from FTM, CTTM units by two. The results were summarized in publication: Kozlovski A.M., Pikhov S.I., Kochetkov L.M., Krivikhin I.M., Baibulatov S.R. Coiled tubing from steel 10GMF. – Cheliabinsk, 2003.

In the fifth issue of our magazine there has been published an article “Ways of increasing life time of coiled tubing while operating it”, written by the team of authors according to results of Uralluktrubmash.

As for full-scale tests of coiled tubing materials, such tests were conducted in Russia: in ОКБ БН (tubing O.D. 60 and 48 mm in 1972–77), in Gubkin MINH and GP (in 1978–1981 with tubing and rods with O.D. 19 and 22 mm), in Tatneftemash (in 1978–1980 with rods O.D. 19, 22 and 25 mm). All the tests were full-scale tests with preliminary deforming of bending-unbending to straight condition (in the article this corresponds to three periods: bending–unbending–bending again) with further testing.

OKB BN conducted tests for cyclic loss (ovality) depending on cycle number, MINH and GP – for determination of limit of fatigue and limited fatigue-corrosion fatigue (under conditions of sodium chloride on base of 10 mln cycles), TatNiineftemash – for fatigue strength.



ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ В РОССИИ И СТРАНАХ СНГ

Кейт Дели,
инженер-консультант по бурению,
AnTech Ltd.

Kate Daly,
a Consultant Drilling Engineer
for AnTech Ltd.

THE OPPORTUNITY FOR COILED TUBING DRILLING IN RUSSIA AND CIS COUNTRIES

(Окончание, начало в №№ 8, 9, 2004 г.)

(Conclusion. The beginning is in ## 8, 9, 2004)

ВВЕДЕНИЕ

Две предыдущие статьи этой серии описывали методы, используемые за рубежом для направленного колтюрингового бурения с отрицательным и положительным перепадом давления. В этом выпуске мы рассмотрим возможность использования технологий на местных месторождениях.

В России и СНГ существует огромное количество скважин, многие из которых находятся в регионах с очень холодным климатом. Большинство скважин являются вертикальными или имеют угол наклона ствола менее 30 градусов. Добыча из высокопродуктивных коллекторов обычно является падающей. Тем не менее, зачастую существуют значительные нетронутые резервы, часто в горизонтах, которые не были разработаны, или в существующих продуктивных горизонтах, которые были повреждены в процессе бурения с высокой плотностью бурового раствора. Как следствие, понижение проницаемости значительно снизило добычу. На многих месторождениях существует избыточное количество возможных методов добычи и транспортировки.

БУРЕНИЕ С ОТРИЦАТЕЛЬНЫМ ПЕРЕПАДОМ ДАВЛЕНИЯ: ОПТИМАЛЬНЫЙ СЦЕНАРИЙ

Идеальным для бурения с отрицательным перепадом давления является коллектор, состоящий из истощенного сплошного песчаника или известняка с достаточно низкой проницаемостью, которая является чувствительной к повреждению традиционными буровыми жидкостными системами. Это описание подходит к большому числу коллекторов в России и СНГ.

Колтюринговые буровые установки могут использоваться для бурения участков коллектора старых и новых скважин – и с отрицательным, и с положительным перепадом давления – в обоих случаях быстрее, эффективнее и безопаснее, чем при использовании традиционного оборудования. Установки, смонтированные на шасси, могут переезжать от скважины к скважине по твердой или замерзшей территории, таким образом, требуется меньше времени для подготовки установки и вспомогательного оборудования для бурения.

Для скважин с отрицательным перепадом давления даже большая экономия времени происходит из-за более высокой скорости проходки и отсутствия необходимости интенсификации или испытания скважин на приток. Время, сэкономленное для большего проекта, может быть значительным, и дополнительная нефть и газ могут быть добыты раньше. Эти скважины имеют большой дебит, так как не происходит повреждения пласта буровыми частицами. При правильном проведении

INTRODUCTION

The first two articles in this series highlighted the techniques used abroad for over and underbalanced directional coiled tubing drilling. This month, we will look at opportunities in our oilfields at home.

There are a vast number of land wells in Russia and the CIS, many in areas with very cold climates. Most of these wells are vertical or feature hole angles of less than 30 degrees. Production from the most productive reservoir layers is typically in decline. Often, however, there are substantial untapped reserves either in horizons that have not yet been produced, or in existing production horizons that have been damaged by drilling with high mudweights. The resulting reduction in permeability has substantially impaired production. In many oilfields there is excess capacity to process and export production.

UNDERBALANCED DRILLING: THE OPTIMUM SCENARIO

The ideal reservoir for underbalanced drilling is one that consists of a depleted continuous sandstone or limestone with fairly low permeability that is sensitive to damage by conventional drilling fluid systems. This description fits many of the reservoirs in Russia and the CIS today.

Coiled tubing drilling units can be used to drill reservoir sections of old and new wells – both over and underbalanced – more quickly, efficiently and



Рис. 1. Простаивающая скважина
Fig. 1. An example of an old well in need of remediation

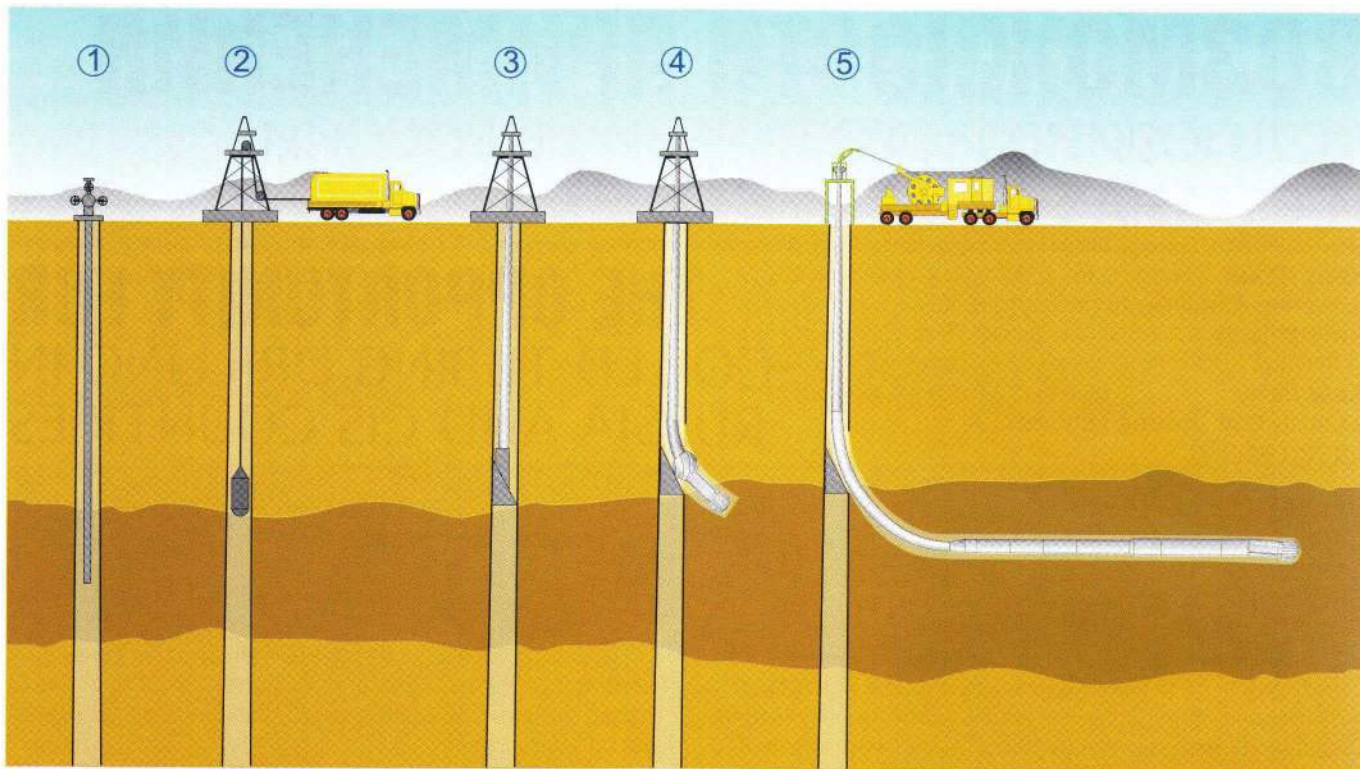


Рис. 2. Подготовка и выполнение операции колтюбингового бурения
 Fig. 2. Preparation and execution of a Coiled Tubing drilling job

проекта эти преимущества в сочетании со стоимостью нефти, полученной в процессе бурения, компенсируют дополнительные расходы на покупку и использование колтюбинговой установки и оборудования для работы с отрицательным перепадом давления.

БУРЕНИЕ С ОТРИЦАТЕЛЬНЫМ ПЕРЕПАДОМ ДАВЛЕНИЯ – ВЫБОР ДЛЯ ИСТОЩЕННЫХ СКВАЖИН

Бурение с отрицательным перепадом давления особенно подходит для истощенных коллекторов так как этот тип бурения предотвращает поглощение и прихват, возникающий при перепаде давления. Дополнительно возможна установка скважинного оборудования с газлифтом или ЭЦН для механизированной добычи с использованием колтюбинговой трубы.

Пункты для рассмотрения

- Трудно оценить, насколько увеличится дебит при бурении с отрицательным перепадом давления, что также сказывается на оценке прибыли.

- Проект должен основываться на забуривании новых стволов из большого количества скважин с отрицательным перепадом давления. Для небольшого количества скважин покупка колтюбингового оборудования, бурового инструмента и наземного оборудования не будет экономически эффективной.

- Не все коллекторы пригодны для бурения с отрицательным перепадом давления. Коллекторы с обводненными участками и глинистым сланцем становятся нестабильными при понижении давления.

В отношении вертикальных скважин, где участок коллектора должен быть углублен, участок, выбранный для бурения, должен быть достаточной толщины и состоять из непрерывного участка углеводородов.

В горизонтальных боковых стволах можно оставаться в пределах углеводородного пласта, даже если он тонкий.

- Единственный случай использования метода бурения с отрицательным перепадом – когда скважина должна быть закончена как необсаженная. Коллекторы, требующие зональной изоляции и мер по борьбе с поступлением песка, для этой цели непригодны.

safely than by using conventional equipment. The truck-mounted units can be driven from well-to-well across firm or frozen terrain, therefore much less time is required to prepare the unit and ancillary equipment for drilling.

For underbalanced wells, even more time is saved due to the faster rates of penetration and no need to stimulate or production-test the wells. Cumulatively, the time saved for a major project would be substantial, and the additional oil or gas is made available sooner. These wells also perform much better because there is no formation damage caused by drilling solids. For the right project, these advantages, coupled with the value of the oil produced during drilling, offsets the additional cost of purchasing and operating the coiled tubing unit and underbalanced drilling equipment.

UNDERBALANCED DRILLING: TOP CHOICE FOR DEPLETED WELLS

Underbalanced drilling is particularly applicable to depleted reservoirs because it also prevents lost circulation and differential sticking. Plus, it is possible to install either gas lift or ESP artificial lift completions on coiled tubing.

Points to Consider

- It is difficult to estimate how much the production rate will be increased by underbalanced drilling, which makes quantifying the benefits equally so.

- The project must be based on sidetracking a large number of wells underbalanced. For a small number of wells, the cost of purchasing coiled tubing equipment, drilling tools and surface process equipment would not be economical.

- Not all reservoirs are suitable for drilling underbalanced. Reservoirs containing water-producing zones and shale formations that become instable at reduced pressures.



• Для создания скважинных программ для бурения с отрицательным перепадом давления необходим большой объем важной информации о скважине. Часть недостающей информации может быть получена, например, в ходе подготовки старой скважины путем каротажа.

ЗАБУРИВАНИЕ БОКОВОГО СТВОЛА ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНОМ ПЕРЕПАДЕ ДАВЛЕНИЯ.

Традиционная конструкция скважины представляет собой эксплуатационную обсадную колонну диаметром около 130 мм, зацементированную от поверхности до конечной глубины. Эксплуатационная колонна спускается до точки над перфорацией, но эксплуатационный пакер не спускается. Можно предложить следующий план по бурению бокового горизонтального ствола в истощенном коллекторе.

Невозможно бурить в оснащенной скважине без механической поддержки внутри нее. Это также ограничит размер ствола, который должен быть пробурен. Поэтому лифтовая колонна должна быть извлечена из скважины вместе с фонтанной арматурой. Сразу же должно быть спущено новое эксплуатационное оборудование и через него забурен боковой ствол. Если бы требовался больший диаметр ствола, его можно было бы пробурить через эксплуатационную обсадную колонну, обеспечив предварительно ее прочность. Затем можно было бы спустить колтюбинговое оборудование для заканчивания.

1 Должна быть использована установка для капитального ремонта/легкая буровая установка для выполнения подготовительных работ, так как большинство колтюбинговых установок

For vertical wells where the reservoir section must be deepened, the section to be drilled should be a reasonably thick, continuous hydrocarb on section.

In horizontal sidetracks, it is possible to stay within the hydrocarbon-bearing zone, even if it is thin.

• It is only possible to apply underbalanced drilling techniques when the well is to be completed open-hole. Reservoirs requiring zonal isolation and sand control are unsuitable.

• To generate well programmes for drilling underbalanced, a large amount of key well information is required, which may be missing or incomplete. Some of the missing data can be obtained during the preparation of the old well by logging, for example.

THE UNDERBALANCED SIDETRACK

A typical domestic well design features a production casing string of approximately 130 mm, cemented from surface to total depth. Production tubing is run to a point above the perforations, but no production packer is run. A plan for drilling an underbalanced horizontal sidetrack in a depleted reservoir zone could be based on the following scenario:

It is not possible to drill through an existing completion given that it has no mechanical support within the well. It would also restrict the size of the hole that could be drilled. The production tubing should, therefore, be removed from the well, together with the xmas tree. A new completion could be run immediately, and the sidetrack drilled through it. If a larger hole were required, it could

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ: БУРЕНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT: DRILLING

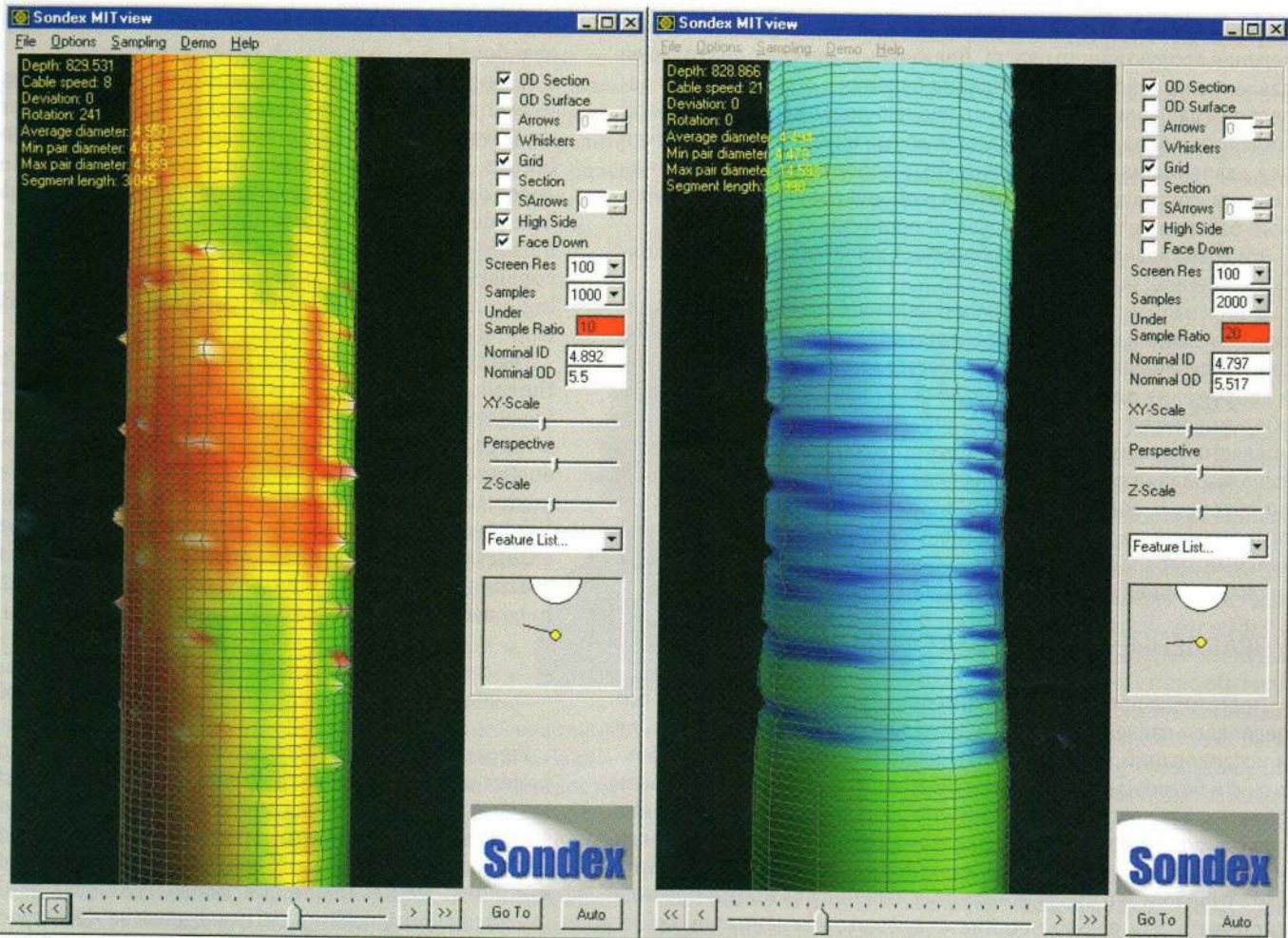


Рис. 3. Пример диаграммы магнитного инструмента, измеряющего толщину стенки – для проверки состояния обсадной колонны
Fig. 3. An example of a Magnetic Thickness Log to check casing condition

непригодны для работы с составными трубами. Она должна быть оборудована системой циркуляции бурового раствора, буровыми противовыбросовыми превенторами и оборудованием для направленного бурения.

Устье скважины должно быть проверено и испытано, проверены прочность и целостность эксплуатационной обсадной колонны, непосредственно после того как перфорированный участок коллектора будет загерметизирован цементом. Это может быть сделано путем проведения простых испытаний давлением. **2** Для снижения риска повреждения обсадной колонны слишком высоким давлением при испытании следует использовать диаграмму ультразвукового инструмента, который формирует изображение, или диаграмму магнитного инструмента, измеряющего толщины стенки (рис.3), для измерения толщины стенок обсадной колонны. Если механическая целостность или пригодность скважины сомнительна, должны быть проведены предварительные работы до мобилизации дорогостоящего направленного оборудования.

Для горизонтального отклонения важно знать глубину верхней части коллектора и точку контакта углеводорода/вода до проведения операции отклонения, так как корректировка глубины горизонтального участка не может быть проведена в процессе бурения. При необходимости можно провести каротаж обсадной скважины для проверки глубины. Также необходимы точные показания давления пласта для проверки и оптимизации запроектированного давления на забое. **3** Далее используется агрегат для капитального ремонта для установки отклонителя, **4** фрезеруется окно в эксплуатационной обсадной колонне и производится бурение изгиба из вертикальной плоскости в горизонтальную при положительном перепаде давления. Скважина затем временно должна быть ликвидирована.

Программу для скважины лучше разрабатывать на основании истории бурения и добычи, равно как и на основании оценки поведения продуктивного пласта. Должно быть выбрано подходящее давление на забое для проведения бурения с отрицательным перепадом давления. Должна быть смоделирована система буровой жидкости и определена соответствующая интенсивность закачки для давления на забое. Должна быть спроектирована наземная система, состоящая из сепаратора и оборудования очистки бурового раствора для прогнозируемой пропускной способности.

Это специальное оборудование поставляется совместно с колтюбинговой установкой.

5 Оно используется для заканчивания бурения участка коллектора с отрицательным перепадом давления. Добываемый газ сжигается, а нефть собирается и поставляется через оборудование и сооружения для добычи. После установки эксплуатационного оборудования (заканчивания) добыча осуществляется (возобновляется) посредством оборудования и сооружения для добычи. Использование двух установок увеличит время на развертывание, но обеспечит более эффективное отклонение из скважины, что позволит использовать непрерывную трубу и бурение с отрицательным перепадом давления с большей эффективностью при проведении непрерывной операции.

УПРАВЛЕНИЕ КОЛТЮБИНГОВЫМИ РАБОТАМИ

Подготовка проекта колтюбингового бурения с отрицательным перепадом давления требует значительного объема планирования и исследований. Для того чтобы планировать операцию эффективно и безопасно, нефтяные компании и персонал должны быть обучены в теории и на практике управлению процессом бурения при отрицательном перепаде давления, равно как и направленным методам, используемым при колтюбинговом бурении. Должно быть разработано программное обеспечение для моделирования системы и для расчета соответствующего давления на забое. Совместно с распорядительными органами должны быть разработаны полные рабочие экстренные процедуры. Очень важно

be drilled through the production casing providing it was sufficiently sound. A coiled tubing completion could then be run.

1 A workover/light drilling rig should be employed to do the preparatory work because most coiled tubing rigs are unsuitable for handling jointed tubing. It should be equipped with a drilling fluid circulating system, drilling blowout preventers and directional drilling equipment.

The wellhead should be inspected and tested, and strength and integrity of the production casing verified once the perforated section of the reservoir is sealed off with cement. This could be done by carrying out a simple pressure test. **2** To reduce the risk of damaging the casing by applying a test pressure that is too high, an Ultrasonic Imaging Tool log or a Magnetic Thickness Tool log (Fig. 3) should be taken first to measure the casing thickness. If the mechanical integrity or suitability of a well is in doubt, the preliminary work should be carried out before mobilising costly directional equipment.

For a horizontal sidetrack it is important to know the depth of the top of the reservoir and the hydrocarbon/water contact before commencing the kick-off because corrections in the depth of the horizontal section cannot be made while drilling the build-up section. If required, cased hole logs should be run to verify these depths. Accurate formation pressure readings should also be taken to verify and optimise the designed bottom-hole pressure. **3** The workover rig should then be used to set the whipstock, **4** mill the window in the production casing and drill the build-up from vertical to horizontal overbalanced. The well should then be temporarily abandoned.

A programme for a well is best developed by basing it on the drilling and production history, as well as on an assessment of the reservoir behaviour. A suitable bottom-hole pressure should be chosen for underbalanced drilling. The entire drilling fluid system should be modelled, and the appropriate injection rate for the bottom-hole pressure calculated. A surface system consisting of a separator and drilling fluid cleaning equipment should be designed for the predicted throughput.

This specialist equipment is brought in, together with the coiled tubing unit. **5** It is used to complete the drilling of the reservoir section underbalanced. Gas produced is flared and the oil collected and exported via the production facilities. Once the completion is installed, the production is put straight through the existing facilities. Using two rigs will increase the time spent rigging up, but ensures that the well is kicked off effectively, and allows the coiled tubing and underbalanced drilling equipment to be used efficiently in a continuous operation.

MANAGING A COILED TUBING OPERATION

Preparing for a coiled tubing underbalanced drilling project involves a considerable amount of planning and research. In order to plan the operation effectively and safely, oil company and service personnel must be trained in the theory and practice of controlling underbalanced drilling, as well as in the directional techniques used in coiled tubing drilling. Software must be developed to model the system and to calculate the appropriate bottom hole pressure. Full operational and emergency



обеспечить разрешение конфликтов с горными органами до начала проведения работ.

Выполнение работы с незнакомым оборудованием и современной технологией требует времени для освоения. Первые несколько работ могут быть выполнены с большими временными затратами и с возникновением проблем. Последующие операции будут более эффективными. Опыт показывает, что лучше приблизиться к полному отрицательному перепаду стадиями, отработывая технологию и обретая уверенность, прежде чем опираться на них. «Эффект учебы» должен быть принят во внимание при составлении общего плана и бюджета. После освоения методика будет продолжать приносить пользу в будущем, так как появятся прочие возможности и применения.

ПРЕИМУЩЕСТВА ДЛЯ ЗДОРОВЬЯ, БЕЗОПАСНОСТИ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Существует большое количество преимуществ, связанных с колтюбинговым бурением. Высокоавтоматизированные колтюбинговые установки являются более безопасными. Требуется меньшее количество персонала, который не подвергается опасности проведения ручных работ с трубой, лучше защищен от неблагоприятных погодных условий. Колтюбинговые установки являются более эффективными, требуют меньшего количества времени на развертывание и сворачивание, чем традиционное оборудование, из-за отсутствия мачты. Требуемая площадь – меньше по сравнению с вышкой для капитального ремонта, что уменьшает негативное воздействие на окружающую среду.

Поверхностное оборудование по регулированию давления управляется дистанционно и полностью автоматизировано. Это позволяет управлять операциями с отрицательным перепадом давления безопаснее, снижая риск утечки углеводородов.

В заключение хотелось бы отметить, что, несмотря на то что операции с отрицательным перепадом давления потенциально более опасны, чем традиционные операции, неотъемлемой частью процесса является большая возможность выделить и обсудить безопасность и вопросы экологии, так как больше времени и внимания уделяется процессу планирования.

Автор статьи Кейт Дели является инженером-консультантом по бурению в AnTech Ltd. и управляющим Choicedrill Ltd.

AnTech – специализированная компания по проектированию и производству (Exeter, Англия), обслуживающая местную и международную нефтегазовую промышленность. Обладая более чем 20-летним опытом по бурению в России, СНГ и Европе, К. Дели специализируется на всех аспектах проектирования скважины, бурения, восстановления и капитального ремонта. 16 лет работала в качестве инженера по бурению в BP и Shell, затем пришла в MAI Consultants Ltd., компанию, консультирующую по вопросам наземного оборудования. Как специалист по бурению Дели определила возможность восстановления ряда наземных и морских месторождений в крупном исследовании, проведенном по поручению SOCAR, национальной нефтяной компании Азербайджана. В 1999 г. К. Дели основала в Лондоне компанию Choicedrill Ltd., консультирующую по вопросам бурения. Основываясь на своих знаниях в буровой отрасли региона и знании русского языка, она консультировала несколько совместных предприятий в России и СНГ, а также AnTech. Она оказывала услуги по экспертизе BG Group, Shell and Wintershall в Европе и Объединенном королевстве. Имеет степень бакалавра наук в топливно-энергетическом проектировании, полученную в университете Лидса (Англия).



procedures must be developed in cooperation with the regulatory authorities. It is also essential to ensure any conflicts with Mining Regulations are resolved prior to the start-up of the operation.

Carrying out an operation with unfamiliar equipment and advanced technology takes time to master. The first few operations can be expected to be slow and subject to problems. Subsequent operations will become much more efficient with increased familiarity. Experience shows that it is better to approach full underbalance in stages, proving the technology and building confidence before relying upon it. This “learning effect” should be taken into consideration in the overall project plan and budget. The full benefits of the new technology will be realised over time. Once mastered, the technique will continue to yield benefits in the future as other opportunities and applications come to light.

HEALTH, SAFETY AND ENVIRONMENTAL BENEFITS

There are many benefits associated with coiled tubing drilling. The highly-automated coiled tubing units are safer. The required crew is smaller and they are not exposed to the hazards of manual pipe handling, and are better protected from the weather. Coiled tubing units are much more efficient, and quicker to rig up and rig down than a conventional rig because they have no drilling mast. The footprint – or site area required – is smaller than for a workover rig, which reduces the overall environmental impact.

Surface pressure control is managed remotely away from the well, and is fully automated. This makes managing an underbalanced operation safer, reducing the risk of a leak of hydrocarbons.

In conclusion, although underbalanced operations are potentially more hazardous than conventional operations, inherent in the process is greater opportunity to highlight and discuss safety and environmental issues because more time and care is invested in the planning process.

Author Kate Daly is a Consultant Drilling Engineer for AnTech Ltd and Managing Director of Choicedrill Ltd. AnTech is a specialist engineering design and manufacturing company serving the domestic and international upstream oil and gas industries in Exeter, England. With more than 20 years of drilling engineering experience in Russia, the CIS and Europe, Daly specialises in all aspects of well design, drilling, rehabilitation and workover. Following 16 years working as a drilling engineer for BP and Shell, Daly joined MAI Consultants Ltd, a surface facility consultancy. As their drilling specialist, she identified the options for rehabilitating a number of on and offshore fields in a major feasibility study on behalf

of SOCAR, the national oil company of Azerbaijan. In 1999 Daly founded Choicedrill Ltd, a drilling engineering consultancy in London. Drawing upon her knowledge of the local drilling industry and the Russian language, she has advised several joint ventures in Russia and the CIS, as well as AnTech. She has also provided expertise to BG Group, Shell and Wintershall in Europe and the UK. She holds a BSc (Hons) degree in Fuel and Energy Engineering from Leeds University in England.

Email: kate.daly@choicedrill.com

ОТ КАМЕННОГО ТОПОРА ДО КОЛТЮБИНГА



Елена Жук

Helen Zhuk

FROM STONE AXE TO COILED TUBING

*Богатства России прирастать будут Сибирью.
М. Ломоносов*

*The Russian wealth will grow with Siberia.
M. Lomonosov*

ИСТОРИЯ ВЕКОВ МИНУВШИХ

На пять с половиной тысяч километров Западной Сибири раскинулись реки Обь и Иртыш, сливающиеся у города Ханты-Мансийска. Длиннее в мире — только Нил и Амазонка.

Климат в Тюменской области, что и говорить, суровый, однако природные богатства привлекли поселенцев на эти земли уже в каменном веке. Древние жители Западной Сибири хорошо владели копьями, дротиками и луком, умели делать топоры и тесла из расколотых камней. Они ловили рыбу, охотились на лосей, северных оленей, пушного зверя и птицу.

Позже, тысячу-полторы лет назад, началось формирование урало- и тюркоязычных народов, которые до сих пор проживают в регионе. В процессе смешения угорских, самодийских, тюркских и монгольских племен сформировались различные группы сибирских татар.

THE HISTORY OF PAST CENTURIES

The rivers Ob and Irtysh are spread for 5 and a half thousand of kilometers of Western Syberia, that join together near Khanty-Mansisk. Only Nil and Amazon are longer rivers.

The climate of Tyumen region, there is no need to say, is severe, however the natural resources of the region attracted the settlers even during the Stone Age. The ancient dwellers of Western Siberia wielded spears, darts and bows, were able to make axes and adzes from cracked stones. They were hunting elks, reindeers, fur-bearing animals, birds and fish.

Later, about one or one and a half thousand years ago, there begun formation of Ural- and Turkic lingual nations, that are still living in the region. As the Ugorian, Samodian, Turkic and Mongolian tribes were mixing there were formed different groups of Siberian Tatars.

СИБИРСКИЕ ТАТАРЫ ЖИВУТ В ОСНОВНОМ В СРЕДНЕЙ И ЮЖНОЙ ЧАСТЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ — ОТ УРАЛА И ПОЧТИ ДО ЕНИСЕЯ. СЕЛЕНИЯ ИХ РАЗБРОСАНЫ СРЕДИ РУССКИХ ДЕРЕВЕНЬ, ЧАСТЬ РУССКИХ ПРОЖИВАЕТ В САМИХ ТАТАРСКИХ СЕЛЕНИЯХ И СОСТАВЛЯЕТ В НИХ 15–30 % НАСЕЛЕНИЯ. ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ ГРУППЫ ТАТАР ЖИВУТ В ТЮМЕНИ, ТОБОЛЬСКЕ, ОМСКЕ, ТАРЕ, НОВОСИБИРСКЕ, ТОМСКЕ.

SIBERIAN TATARS MAINLY LIVE IN MIDDLE AND SOUTHERN PART OF WESTERN SIBERIA FROM URAL AND ALMOST TO YENISEI. THEIR SETTLEMENT ARE LOCATED AMONG RUSSIAN VILLAGES, A PART OF RUSSIAN PEOPLE LIVE IN TATARS SETTLEMENTS AND AMOUNT UP TO 15–30 % OF THE POPULATION. BIG TATAR GROUPS LIVE IN TYUMEN, TOBOLSK, OMSK, TARA, NOVOSIBIRSK, TOMSK.

Основное их ядро составили тюркские племена, пришедшие с востока и юга. После монгольских походов XIII века эта территория вошла в Золотую орду, основанную ханом Батыем. Собственное государство сибирских татар — Тюменское ханство — сложилось в XIV веке с центром в Чимгетуре (на месте современной Тюмени). Затем эта территория подпала под власть Узбекской орды. В 1495 году столицей стало поселение Сибирь (или Кашлык), от которого и пошло название Сибирского ханства.

Северная часть Западной Сибири была известна викингам и новгородцам с XI века под названием Югра (или Югорская земля). Она упоминается в старейшей из сохранившихся русских летописей — «Повести временных лет». Немного позже, в XIII веке, ростовские князья основали в устье одноименной реки город Устюг.

Присоединению Сибири к России положил начало поход казацкого атамана Ермака. 20 августа 1598 года состоялась

It main group were formed with Turkic tribes, that arrived from east and south. After Mongolian campaigns of XIII century, this territory became a part of Golden horde, founded by Baty-khan. The own country of Siberian Tatars – Tyumen khanate – appeared in XIV century, with the center in Chimg-Tur (on a place of modern Tyumen). Afterwards this territory appeared under the influence of Uzbek horde. In 1495 the capital was the village Siberia (or Kashlik), where the name of Siberian horde originated from.

The northern part of Western Siberia was known to Vikings and Novgorod population from XI century under the title Ugra (or Ugorian land). It had been mentioned in the oldest remaining Russian chronicles – “The stories of time years”. Later on in XIII century, Rostov dukes founded in the creek of the river Ugra a Ustug city.

A campaign of Cossack ataman Ermak facilitated the joining of Siberia to Russia. On 20 of August 1598 there was a battle of



битва между отрядами Ермака и войсками хана Кучума, после которой Сибирское ханство перестало существовать. В XVI веке казаки построили тут города-остроги: Тобольск, Березов, Сургут, Пелым.

Завоеывая Западную Сибирь, русские не стремились истребить коренное население, и военные потери были небольшими — по сравнению с последствиями эпидемий новых здесь болезней (например, оспы). Аборигены продолжали платить привычную дань (ясак), но уже не хану, а царю. И даже приняв крещение, коренное население Севера продолжало придерживаться своих религиозных обычаев, поклоняясь идолам и практикуя шаманизм.

Ermak troops and Kuchum-khan, after this battle the Siberian khanate existed no longer. In XVI the Cossacks founded a city Tobolsk, Berezhov, Surgut, Pelim.

Conquering Western Siberia, Russian people were not eager to extirpate the aboriginal population, and the military losses were not significant – comparing with consequences of new unfamiliar diseases to the territory (of example smallpox). The aborigines paid the usual tribute to a tzar, not a khan. And even after acceptance of christening, the aborigines of North adhered to their devotions, worshipping idols and practicing shamanism.

КОРЕННЫЕ НАРОДЫ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ОБЛАСТИ — ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА — ХАНТЫ И МАНСИ, ДВА РОДСТВЕННЫХ НАРОДА. ЭТИ НАЗВАНИЯ БЫЛИ ПРИНЯТЫ ПОСЛЕ 1917 ГОДА, А В СТАРОЙ НАУЧНОЙ ЛИТЕРАТУРЕ И В ДОКУМЕНТАХ ЦАРСКОЙ АДМИНИСТРАЦИИ ХАНТОВ НАЗЫВАЛИ ОСТЯКАМИ, А МАНСИ — ВОГУЛАМИ. В СВЯЗИ С ПРОМЫШЛЕННЫМ ОСВОЕНИЕМ ОКРУГА НЕУКЛОННО ВОЗРАСТАЛА ДОЛЯ ПРИЕЗЖИХ, КОРЕННЫЕ НАРОДЫ СЕГОДНЯ СОСТАВЛЯЮТ ВСЕГО 1,5 % НАСЕЛЕНИЯ. ЯЗЫК, КУЛЬТУРА ХАНТОВ И МАНСИ СОХРАНИЛИСЬ ТОЛЬКО В МЕСТАХ КОМПАКТНОГО ПРОЖИВАНИЯ — В ОСНОВНОМ, В ВЕРХОВЬЯХ РЕК.

ПОМИМО ЭТИХ НАРОДНОСТЕЙ, НАЗЫВАЕМЫХ ОБСКИМИ УГРАМИ, НА СЕВЕРЕ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ ОБИТАЛИ РОДСТВЕННЫЕ ИМ САМОДИЙЦЫ.

THE ABORIGINAL POPULATION OF SOUTHERN PART OF THE REGION – KHANTY-MANSIYSK AUTONOMOUS DISTRICT – KHANTY AND MANSI, TWO RELATED POPULATIONS. THESE NAMES WERE ADOPTED AFTER 1917, AND IN OLD SCIENTIFIC LITERATURE AND IN TSAR'S DOCUMENTATION KHANTY WERE CALLED OSTIAKI, AND MANTI – VOGULY. BUT LATER WITH INDUSTRIAL MASTERING OF THE REGION, THE PART OF NEWCOMERS INCREASED, THE ABORIGINES CONSTITUTE ONLY 1.5 % OF THE POPULATION. LANGUAGE, CULTURE OF KHANTY AND MANSI REMAINS ONLY IN PLACES OF COMPACT LIVING – MAINLY IN UPPER RIVERS.

DESPITE THESE NATIONALITIES, CALLED OBSKI UGRY, IN NORTHERN TYUMEN REGION DWELLED RELATED SAMODIANS.

ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ ЗАНИМАЕТ ПОЧТИ ПОЛТОРЫ ТЫСЯЧИ КВАДРАТНЫХ КИЛОМЕТРОВ. НА ЮГЕ ОНА ГРАНИЧИТ С КАЗАХСТАНОМ, НА ЗАПАДЕ ПРИМЫКАЕТ К УРАЛУ, НА ВОСТОКЕ И СЕВЕРЕ ПРОСТИРАЕТСЯ ДО ОМСКОЙ И ТОМСКОЙ ОБЛАСТЕЙ, КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ. В СОСТАВ ОБЛАСТИ ВХОДЯТ ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ (ЮГРА) И ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ.

TYUMEN REGION OCCUPIES ABOUT 1 500 KM². IN THE SOUTH IT BORDERS ON KAZAKHSTAN, WEST – JOINS URAL, EAST AND NORTH LASTS TO OMSK AND TYUMEN REGIONS, KRASNOYARS REGION. KHANTY-MANSIYSK AUTONOMOUS DISTRICT AND YAMALO-NENETS AUTONOMOUS DISTRICT ARE FORMING THE REGION.

НОВЫЙ ПОВОРОТ

В конце 50-х и в 60-х годах люди, приезжавшие на заработки в регион, переживали нечто наподобие «золотой лихорадки». Только золото было другим. Такое называют «черным»...

Середина 1960-х годов ознаменовалась открытием самых крупных в стране месторождений нефти и газа — Самотлорского нефтяного и Уренгойского газового. В это же время на переработку в Омск были отправлены водным транспортом первые партии нефти: началась промышленная добыча нефти на территории области. В 1995 году был построен первый в регионе магистральный трубопровод Шаим — Тюмень. Осваивали нефтяные месторождения с применением кустового принципа размещения скважин.

Отрасль и ее инфраструктура развивались стремительно. Высокая динамика была обеспечена маргиналами — людьми, оторвавшимися от своих культурных корней, решившими жить по-новому. В процессе освоения месторождений сформировался особый тип людей, проживающих в регионе, — активных и динамичных.

A NEW TURN

In the late 50-es and 60-es, the people who arrived here to make money had something similar to gold-rush. Except the fact that the gold was black.

In the mid 60-es there were discovered the biggest in the country oil and gas fields – Samotlorsk oil field and Urengoi gas field. At the same time by water to Omsk there has been sent the first oil for refining; the commercial production of oil on a territory of the region begun. In 1995 there was constructed the first pipeline in the region: Shaim–Tyumen pipeline. The oilfields were developed with grouping of wells.

The industry and its infrastructure had drastic growth. The high dynamics had been provided with marginals – people who left its culture and decided to start a new life. As the fields were developing there has been formed a new type of people who left its culture to live in the region – active and dynamic.

In order to prepare personnel for the new industry there was established Tyumen industrial institute, later reorga-

В ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ ОТКРЫТО БОЛЕЕ 600 НЕФТЯНЫХ, НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНОЙ ИЗ САМЫХ КРУПНЫХ В МИРЕ ПО ОБЪЕМАМ РАЗВЕДАННЫХ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ НА ЕЕ ТЕРРИТОРИИ РАЗВЕДАНО 20 % МИРОВЫХ ЗАПАСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА И 7 % ЗАПАСОВ НЕФТИ. ПРИ ЭТОМ ОКОЛО 70 % РОССИЙСКИХ ПОДТВЕРЖДЕННЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА СОСРЕДОТОЧЕНО В ЯНАО, А 50 % ПОДТВЕРЖДЕННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ — В ХМАО.

TYUMEN REGION HAS OVER 600 DISCOVERED OIL, OIL-GAS-CONDENSATE AND GAS FIELDS. WESTERN-SIBERIAN OIL AND GAS BEARING PROVINCE IS ONE OF THE BIGGEST IN THE WORLD ACCORDING TO VOLUMES OF DISCOVERED DEPOSITS AND RESOURCES OF HYDROCARBONS. NOW, ON THE TERRITORY 20 % OF WORLD GAS DEPOSITS IS DISCOVERED, AND 7 % OF OIL DEPOSITS. ABOUT 70 % OF RUSSIAN CONFIRMED GAS DEPOSITS IS CONCENTRATED IN YANAO, AND 50 % OF CONFIRMED OIL DEPOSITS – IN KHMAO.

Для подготовки местных кадров новой отрасли был открыт Тюменский индустриальный институт, позднее преобразованный в Тюменский государственный нефтегазовый университет — ведущее образовательное учреждение в регионе. К настоящему времени из стен вуза вышли более 60 тысяч специалистов. Университет дал России четырех министров: Ю. Шафраника, А. Гаврина, В. Иваненко, В. Гомона. Среди выпускников вуза — губернатор ЯНАО Ю. Неелов, заместитель губернатора ХМАО В. Карасев, член Совета Федерации РФ А. Артюхов, мэр Когалыма Г. Кирадиев, первый заместитель главы города Тюмени Н. Романов, руководители крупнейших нефтяных, газовых и транспортных компаний: В. Богданов, Т. Гильманов, В. Крамской, С. Муравленко, В. Некрасов, М. Занкиев, Ю. Курьянов и другие.

Со временем территориальное размещение нефтяной промышленности изменилось. Поначалу нефть добывалась на территории ХМАО в районе городов Нижневартовск, Нефтеюганск, Урай, Сургут, но позднее предприятия отрасли сосредоточились вокруг городов Лангепас, Радужный, Когалым, Нягань, Покачи. На территории ЯНАО добыча нефти производится с 1981 года, а с 1993 года она ведется и на юге Тюменской области.

В 1988 году был достигнут рекорд по добыче, который составил 400 млн тонн. Более значительные объемы производства нефти отмечались только в США и Саудовской Аравии.

Разработка месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа привела к созданию крупнейшего в мире газодобывающего комплекса, расположенного в районе городов Надым и Новый Уренгой.

С середины 1980-х годов в области добывается газовый конденсат.

СЕГОДНЯ

Тюменская область «питает» всю Российскую Федерацию, поставляя больше топлива, чем все остальные регионы вместе взятые. Месторождения Западной Сибири дали уже более 11 трлн кубометров газа; а в сентябре этого года нефтяники Югры отметили добычу 8-миллиардной тонны нефти.

«В ближайшие годы можно нарастить добычу нефти до 400 млн тонн, а газа — до 600 млрд кубометров», — заявил первый заместитель губернатора Тюменской области Павел Митрофанов на прошедшей в сентябре научно-практической конференции «Проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазовой провинции». П. Митрофанов подчеркнул, что от успешности Западно-Сибирского топливно-энергетического комплекса зависит благополучие всей России.

Но вот проблема: характерное для страны большое отставание по объемам геологоразведочных работ отмечается и в регионе. По мнению администрации области, решение этой задачи лежит в плоскости правового регулирования. Несовершенство законодательства, отсутствие гарантий инвесторам

nized into Tyumen State Oil & Gas University – a leading educational institution in the region. For now there are over 60 thousands of specialists who graduated from the university. University gave Russia four ministers: Y. Shafranik, A. Gavrinn, V. Ivanenko, V. Gomon. Among the graduates are governor of YANAO Y. Neyelov, deputy governor KHMAO V. Karasev, a member of Federation Soviet of RF A. Artukhov, government executive of Kogalym G. Kiradiev, first deputy of government executive of Tyumen N. Romanov, managers of biggest oil, gas and transport companies: V. Bogdanov, T. Gilmanov, V. Kramskoi, S. Muravlenko, V. Nekrasov, M. Zankiev, U. Kurianov and others.

As times goes by the geographical distribution of oil industry has changed. In the beginning the oil had been produced on a territory of Nizhnevarтовск, Nefteyugansk, Urai, Surgut, but later the industry enterprises concentrated around Langepas, Raduzhni, Kogalim, Nyagan, Pokachi. They have been producing oil on a territory of YANAO since 1981, and from 1993 they also produce in the south of Tyumen region.

In 1988 there was achieved a production record, that amounted 400 mln of tones. Higher production volumes were registered in USA and in Saudi Arabia only.

The development of Yamalo-Nenetsk district fields led to a creation of the biggest in the world gas producing system, located near Nadym and Novy Urengoi.

They begun production of gas-condensate in the mid 80-es.

TODAY

Tyumen region “feeds” Russian Federation, providing more oil than all the other region altogether. The fields of Western Siberia produced over 11 trillion of m³ of gas, and in September of the year the oilworkers of Ugra celebrated the production of 8 billion tones of oil.

In the nearest future it is possible to increase production of oil up to 400 mln of tons and gas up to 600 billion m³ – stated the first deputy governor of Tyumen region – Pavel Mitrofanov on a conference “Issues of oil and gas bearing capacity of Western Siberia oil and gas province” held in September. P. Mitrofanov emphasized that the prosperity of entire Russia depends on success of Western-Siberian fuel and energy system.

But there are some problems: the typical of the country gap in the exploration activity has been noticed in the region. According to the region administration, the solution of the issue is in the field of legal regulation. The imperfection of legislation, no warranties to investors prevents money flow to exploration activity. One of the measures to stimulate the branch offered by the country government is a through licensing. A



препятствуют притоку финансов в геологоразведку. Среди предлагаемых руководством страны мер стимулирования этой отрасли — «сквозное лицензирование». Компания, получившая лицензию на разведку месторождения, имеет преимущественное право получить лицензию на его разработку.

Инвестиционная политика Тюменской области ориентирована на привлечение прежде всего российского капитала. По объему инвестиций регион занимает третье место в России.

Важнейший налогоплательщик области — «Запсибгазпром». Около 100 его предприятий и заводов работают в 24 регионах России: строят газопроводы, производят промышленную продукцию и оборудование для нужд газификации. В то же время половина доходов поступает из ЯНАО в казну от независимых компаний, среди которых — «Ямальская горная компания», «Лукойл», «Сургутгазпром».

На встрече с делегацией компании Exxon Mobil Russia Inc. в июле этого года губернатор ЯНАО Ю. Неелов отметил, что на территории округа работают все нефтегазовые компании, которые есть в России. «Ежегодно мы добываем 640 млрд куб. м газа и 50 млн т нефти вместе с газоконденсатом. У округа очень большие перспективы. На Всемирном газовом конгрессе отметили, что в ближайшие пятьдесят-восемьдесят лет Европа будет жить за счет ямальского газа».

Однако освоение месторождений Ямала потребует значительных инвестиций, и предполагается, что до начала их освоения пройдет 5–6 лет. А до тех пор наращивание добычи будет происходить за счет Заполярного и других месторождений Надым-Пур-Тазовского региона.

Сегодня крупнейшим газодобытчиком в автономном округе остается дочернее предприятие «Газпрома» — ООО «Ямбурггаздобыча», которое добывает 42,5 % российского «голубого топлива». Месторождения, лицензиями на которые владеет «ЯГД», составляют 15 % разведанных запасов газа всей страны.

Углеводородное сырье, которое добывают в округе, относится к высококачественным. Например, нефть, добытая на Сандибинском месторождении в ЯНАО, значительно превосходит по качеству знаменитую марку Brent. Поэтому, по словам генерального директора ОАО «РИТЭК» Валерия Грайфера, на рынке нефтепродуктов цены на сандибинскую нефть на 15–20 % выше.

Нефтедобывающая отрасль дает 87 % объема промышленной продукции Ханты-Мансийского автономного округа. Рост производства в отрасли обеспечивается благоприятной ситуацией на внешнеэкономических рынках энергоносителей, вводом в разработку новых месторождений, улучшением использования эксплуатационного фонда скважин, а также широким применением методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Сегодня на месторождениях Югры работают 53 нефтегазодобывающих предприятия, в том числе 14 — с иностранными инвестициями. Самые крупные из них («Сургут-

company that obtained the license for exploration has the prior right to obtain the license for development of the field.

Investment strategy of Tyumen region is aimed at attraction of Russian capital, first of all. According to the investment volumes the region holds third place in Russia.

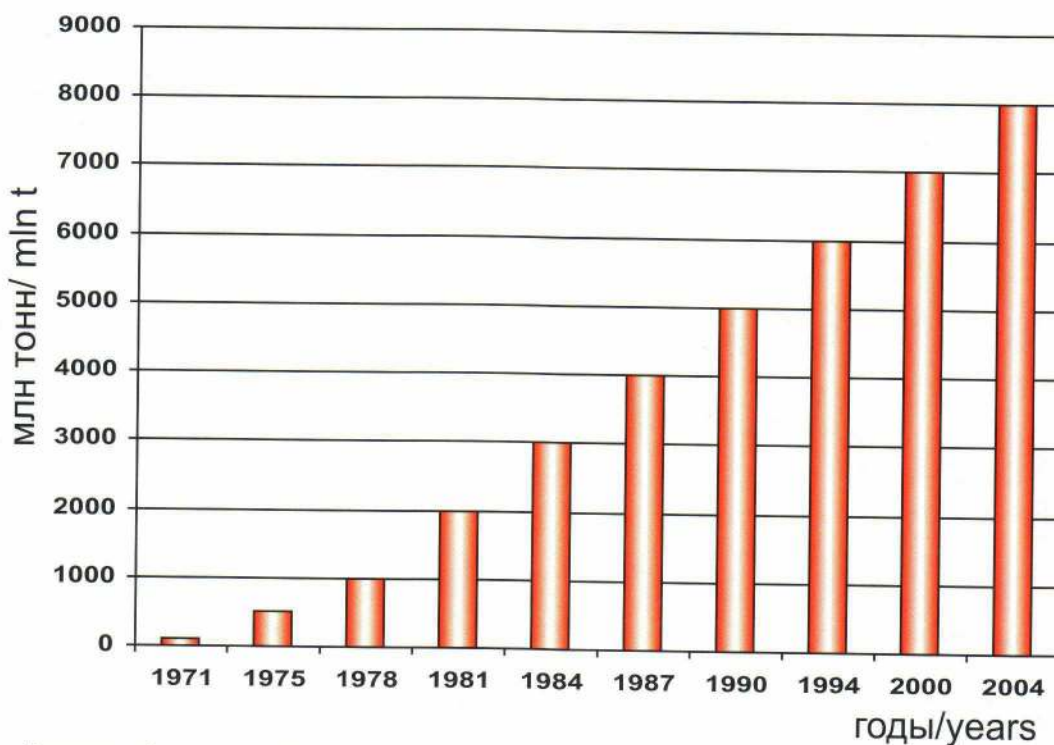
The most important tax payer of the region — Zapsibgazprom. Over 100 of its enterprises are operating in the 24 regions of Russia: construct pipelines, manufacture industrial products and equipment for the purposes of gasification. At the same time a half of the income arrives to YANAO from independent companies, among the companies are: Yamal mining company, Lukoil, Surgutgazprom.

During the meeting with delegation of Exxon Mobil Russia Inc. in June of the year, the YANAO governor Y. Neyelov admitted that on a territory of district all oil and gas companies that exist in Russia are operating. "Annually we produce 640 billions of m3 of gas and 50 billions of tons of oil with gas condensate. The region has big prospective. During the world gas congress they admitted that in the nearest 50–80 years the Europe would operate by means of Yamal gas".

However, the mastering of Yamal fields takes significant investments, and it would take 5–6 years to start mastering the fields. Up to that moment the production growth would be achieved by Zapolyarni and other fields of Nadym-Pur-Tazovski region.

Today the biggest gas producer in the autonomous region is a branch of Gazprom — Yamburggazdobycha, that produces 42,5 % of Russian "blue fuel". Fields, YGD has licences for, amounts 15 % of the explored reserves of the country.

Hydrocarbons that is being produced in the region is of a high quality. For example, oil, produced in Sandybinski oilfield in YANAO significantly exceeds the famous brand Brent. That is why, according to general manager of RITEK Valeri Grayfer, the market has prices 15–20 % higher for the Sandybinski oil.



Хроника добычи Югорской нефти
Chronicle of oil production in Ugra

нефтегаз», «Юкос», «ЛУКОЙЛ» и ТНК-ВР) добывают ежегодно более 86 % югорской нефти.

Подводя итоги 2004 года на пресс-конференции 7 декабря, губернатор ХМАО Александр Филиппенко отметил, что на долю округа, где проживает 1 % населения страны, придется 8 % всего российского производства и 16 % бюджетных поступлений в казну Российской Федерации. В течение последних лет была сохранена тенденция динамичного развития округа, что выразилось в 10-процентном росте промышленного производства, при том что экономика Югры опирается прежде всего на инерционные и очень емкие отрасли — нефтедобычу и электроэнергетику.

По мнению губернатора будущее округа в значительной степени определяют развитие транспортной инфраструктуры, увеличение производства электроэнергии и создание предприятий глубокой переработки углеводородного сырья. «Усложнение экономики должно дать округу эволюционное развитие не на проценты, а в разы», — заявил Александр Филиппенко. Особые надежды возлагаются на промышленное освоение месторождений твердых полезных ископаемых Приполярного Урала, суммарная стоимость которых оценена специалистами в 7 триллионов долларов.

Важнейшим событием для региона стало недавнее подписание договора о разграничении полномочий между центральными и местными органами государственной власти Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов.

«Мы нашли приемлемое решение, снявшее напряженность в регионе. Автономные округа остаются в значительной степени самостоятельными в политике, экономике. Органы государственной власти Тюменской области реализуют на территории округов областные программы и мероприятия по вопросам социально-экономической интеграции региона», — заявил в конце октября на встрече с участниками выездного заседания Ассоциации профсоюзных объединений Большого Урала губернатор Тюменской области Сергей Собянин.

В рамках договора определено 11 направлений сотрудничества, в частности развитие транспортных артерий — автомобильных, железнодорожных, речных, авиационных, которые соединяют юг и север, экологические программы. Планируется сохранить весь пакет социальных льгот, которыми пользуются северяне, при переезде на юг Тюменской области.

Oil industry provides 87 % of the industrial product volume of Khanty-Mansiysk autonomous region (KHMАО). The production growth in the branch is provided with favorable situation on outer energy markets, bringing into service new fields, operation improvements of well stock and wide implementation of stimulation approaches.

Today on Ugra filed 53 oil and gas producing companies are operating — as well as 14 companies with foreign capital. The biggest companies (Surgutneftegaz, Yukos, LUKoil and TNK-BP) annually produce 85 % of ugorian oil.

Summarizing the results of 2004 on a conference on 7-th of December, the governor of KHMАО Alexandr Filipenko admitted that the region with 1% of country population makes 8 % of Russian industry production and 16 % of budget inflow into Russian Federation. During several years they keep the tendency of district dynamic development that led to 10 % industrial growth, taking into account that Ugra economics first of all relies upon inertial and very capacious industries — oil production and power industry.

According to the governor the future of the district to a significant extent defines development of transport infrastructure, growth of power generation and creation of enterprises for hydrocarbons processing. “The economics complication has to evolve the branch in times but not by some percents”, — stated Alexander Filipenko. They believe in industrial mastering of hard mineral wealth fields of Near-Polar Ural, the total value of which amounts to 7 trillions of dollars.

The biggest event for the region was the signing of the agreement on distribution of authority among central and local authorities of state power of Tyumen region, Khanty-Mansiysk and Yamalo-Nenetsk autonomous districts.

“We found acceptable decision that relieved tension in the region. Autonomous districts remain to a significant extent free in politics, economics. The state bodies of Tyumen region fulfill on a territory of districts its programs and measures of social-economical integration of the region”, — stated during the meeting with participants of session of Association of trade unions of Big Ural governor of Tyumen region Sergei Sobyenin.

Within the frames of the agreement there are defined 11 cooperation trends, in particular development of

Продукция ТЭКа Тюменской области/The production of Fuel-Energy Complex in Tyumen region

	1950	1970	1990	2000	2004 (ожидаемое/ expectative)
Электроэнергия, млрд кВт ч Electrical energy, bln kW/h	0,08	2,1	73	63	71
Нефть, млн т Oil, mln t		29	358	208	302
Нефтяной газ, млрд куб м Petroleum gas, bln m ³		0,5	32	24	32
Природный газ, млрд куб м Natural gas, bln m ³		9	542	507	553
Газовый конденсат, млн т Gas condensate, mln t			6,9	5,5	10,8
Сжиженные газы, млн т Liquid gas, mln t			1,6	2,0	2,7
Дизельное топливо, млн т Diesel fuel, mln t			0,4	1,2	1,6
Автобензин, млн т Auto-petrol, mln t				0,3	1,0

КОЛТЮБИНГ ПО-ЗАПАДНОСИБИРСКИ

Несмотря на ежегодный прирост разведанных запасов углеводородов, он компенсирует не более половины их добычи, структура запасов нефтяного сырья непрерывно ухудшается из-за истощения высокопродуктивных месторождений.

Крупные месторождения, определяющие динамику добычи нефти в целом, выработаны более чем на 60 %. Обводненность нефти возросла до 80–85 %. По-прежнему высок удельный вес бездействующих скважин. Эти факторы сыграли немаловажную роль в стимулировании применения новых технологий разработки месторождений.

Компании Тюменской области одними из первых в России начали применять колтюбинг и значительно в этом преуспели. По данным НП «ЦРКТ», в регионе работает около 70 установок. Впечатляет и динамика внедрения на нефтегазовых промыслах агрегатов российско-белорусского производства: за последние пять лет в компании региона была поставлена 21 установка ФИД.

Флагманом можно по праву считать ОАО «Сургутнефтегаз», которое использует колтюбинговые установки уже 10 лет: в 1994 году был приобретен первый агрегат Stewart & Stevenson, затем закупились установки Hydra Rig и ФИД.

Большое количество установок производства группы ФИД эксплуатируют предприятия «Газпрома», расположенные в Тюменской области. С отечественного колтюбинга начал и продолжает вести ремонт скважин ООО «Уренгойгазпром», приобретший в 1999 году у российско-белорусского производителя РАНТ 1001.

Первая попытка увенчалась успехом, и примеру уренгойского УИРСа последовали газпромовские «дочки» ООО «Ямбурггаздобыча», ООО «Надымгазпром», ООО «Ноябрьскгаздобыча», Филлал «Тюменбурггаз» ООО «Тюменьтрансгаз» и другие компании.

В регионе работает международная сервисная компания «Шлюмберже». Используемые ею несколько агрегатов с непрерывными трубами предоставляют услуги крупнейшим нефте- и газодобывающим компаниям в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском округах.

Внедрение колтюбинга в ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз» началось в 2000 году. В течение стартового периода проекта — с января по апрель 2000 г. — были выполнены работы на 50 скважинах. Из проведенных операций 95 % составляли удаление гидратных/парафиновых пробок, вытеснение жидкостей, закачка азота и промывка скважин. Опыт работы на Вынгапуровском месторождении добывающей компании позволил «Шлюмберже» определить качество, стоимость и диапазон сервисных услуг с применением гибких труб относительно условий Западной Сибири.

В 1998 году был подписан меморандум между компаниями «Шлюмберже» и «ЮКОС», обеспечивший нефтяному гиганту доступ к новейшим технологиям и мировому опыту обслуживания месторождений. Сервисная компания оказывает «ЮКОСу» широкий спектр услуг, таких как текущий и капитальный ремонт скважин, промысловые и геофизические исследования, перфорационные работы.

На территории Нефтеуганского района ХМАО расположено широко известное сегодня главное дочернее предприятие «ЮКОСа» — ОАО «Юганскнефтегаз». Компания, добывающая 62 % всей нефти холдинга, испытывает сложности в работе из-за налоговых претензий государства. Предполагается, что ситуация нормализуется через несколько месяцев. В «Юганскнефтегазе» также накоплен опыт проведения операций с использованием колтюбинга, которые осуществлялись «Шлюмберже Лоджелко Инк.».

Наша карта эксплуатации колтюбинговых установок составлена по данным НП «ЦРКТ».

roads – automobile, railways, river, airways that connect South and North, ecological programs. They plan to keep the social benefits of northerners while moving to south of Tyumen region.

COILED TUBING IN WESTERN SIBERIA MANNER

Despite the annual growth of explored reserves of hydrocarbon, it compensates not more than 50 % of the production, the deposit structure of oil deteriorates due to depletion of highly productive fields.

Major fields, that define the production dynamics are 60 % exhausted. The oil watering increased up to 80–85 %. Still there is a big number of inactive wells. This factors played an important role in stimulation of new development technologies application.

The Tyumen region companies are one of the first who started application of coiled tubing, and made a significant headway. According to CRKT in the region they operate about 70 units. The dynamics of implementation of Russian-Byelorussian coiled tubing units is also impressive – during last 5 years to the region companies there have been delivered 21 coiled tubing unit from FID.

Surgutneftegaz could be considered the leader that has been using coiled tubing units for 10 years: in 1994 they purchased the first unit Stewart & Stevenson, later – the Hydra Rig and FID units.

The big number of FID units are operated by Gazprom companies located in Tyumen region. Urengoigazprom also started from domestic coiled tubing and still conducts workover services with it; this company purchased RANT 1001 in 1999 from Russian-Byelorussian manufacturer.

The first attempt was quite successful and the example has been followed by Gazprom daughter enterprises – Yamburggazdobycha, Nadymgazprom, Noyabrskgazdobycha, Tyumenburgaz, Tyumentransgaz and other companies.

In the region international servicing company Schlumberger operates. It uses several coiled tubing units to provide servicing for biggest oil and gas producing companies of Yamalo-Nenetsk and Khanty-Mansiysk autonomous districts.

The introduction of coiled tubing in Sibneft-Noyabrskneftegaz begun in 2000. During the initial period of the project from January to April 2000 they conducted servicing of 50 wells. 95 % of the servicing was removal of hydrate/paraffin plugs, fluid displacement, nitrogen pumping and well flushing. The working experience on Vyngapurovski field of producing company allowed Schlumberger to estimate quality, cost and range of servicing of coiled tubing technology regarding Western Siberia.

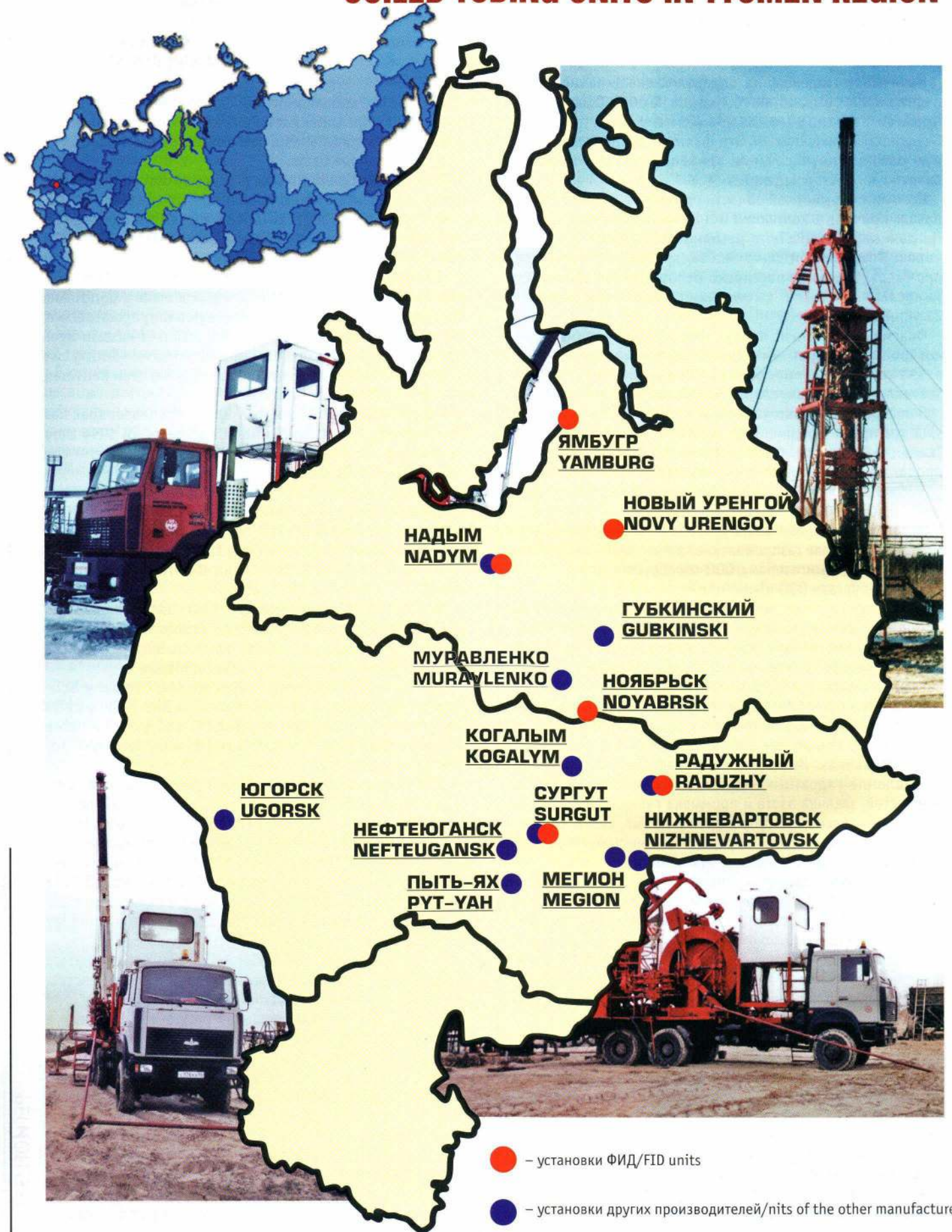
In 1998 they signed a memorandum between companies Schlumberger and YUKOS that provided oil giant with access to newest technologies and international experience of filed servicing. The servicing company provides YUKOS with a wide range of servicing, such as current repair, workover, logging, perforating.

On a territory of KHMAO in Nefteugansk region a big producing company of YUKOS – Yuganskneftegaz is located. A company that produces 62 % of total oil of the holding, faced troubles due to tax claims from the state. It is supposed that the situation will improve in several months. Yuganskneftegaz has experience of coiled tubing services, that were provided by Schlumberger.

Our coiled tubing operational map is prepared according to CRKT data.

КОЛТЮБИНГОВЫЕ УСТАНОВКИ В ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

COILED TUBING UNITS IN TYUMEN REGION





РОССИИ ПОНАДОБЯТСЯ \$900 МЛРД ИНВЕСТИЦИЙ В ЭНЕРГЕТИКУ К 2030 ГОДУ

BY 2030 RUSSIA WILL REQUIRE \$900 BILLIONS OF INVESTMENT TO POWER ENGINEERING

27.10.2004

27.10.2004

Россия будет играть ключевую роль в обеспечении мира энергией в период до 2030 года. Об этом говорится в опубликованном докладе Международного энергетического агентства (МЭА).

Russia will play a key role in world power supply during the period till 2030. A published report of International Energy Agency says about this fact.

Сегодня РФ добывает более девяти миллионов баррелей нефти в сутки, приближаясь к уровню крупнейшего производителя нефти в мире — Саудовской Аравии. В будущем уровень добычи нефти в России должен вырасти с 8,5 млн баррелей в день в 2003 году до 10,4 млн в 2010-м и 10,8 млн в 2030-м.

Today Russian Federation produces over 9 mln barrels of oil per day, approaching the production level of biggest oil producer in the world – Saudi Arabia. In the future the oil production level in Russia should increase from 8.5 mln of barrels per day in 2003 to 10.4 mln in 2010 and 10.8 in 2030.

В докладе говорится, что по уровню зависимости от доходов от продажи нефти и газа Россия приближается к странам, входящим в Организацию производителей и экспортеров нефти.

The report says that according to level of dependence of income from oil and gas sales Russia approaches countries – members of produces and exporters of oil.

Согласно прогнозам МЭА, в краткосрочной и среднесрочной перспективе большая часть увеличения добычи может быть оставлена на экспорт. По оценкам специалистов агентства, несмотря на то что доля России в общемировом экспорте снизится после 2010 года, страна останется крупнейшим экспортером газа и в 2030 году.

In accordance with forecasts of MEA, in the short term and middle term prospective the biggest part of increased oil production could be exported. According to the specialists' estimates, despite the fact that the share of Russia on world export decrease after 2010, the country is going to remain the biggest gas exporter in 2030.

Но в то же время в документе отмечается, что для дальнейшего развития энергоресурсов до 2030 года в этот сектор необходимо вложить более 900 млрд долларов.

At the same time the document says that for further export of energy resources till 2030 this sector would require over \$900 billions of investment.

Источник: Тюменская региональная интернет-газета Vslukh.ru»

Source: Tyumen District Online Newspaper Vslukh.ru

КРАСНАЯ ЦЕНА НЕФТИ

THE MAXIMUM OIL PRICE

8.12.2004

8.12.2004

При относительно стабильной геополитической ситуации в мире нефть в 2025 г. будет стоить около 35 долл./барр. Такого мнения придерживаются американские правительственные аналитики. Как говорится в докладе, подготовленном Агентством информации при Министерстве энергетики США (EIA), в основе данного прогноза — оценки экспертов относительно уровня производства нефти и ожидаемого мирового экономического роста, от которого и будет зависеть уровень потребления энергетических ресурсов. Вместе с тем указывается, что при составлении прогноза не учитывалась возможная инфляция.

At a relative stable geological situation in the world the oil in 2025 will be about 35 dollars per barrel. That's the opinion of American governments' analysts. According to report prepared by Information Agency of Ministry of Energy of USA (EIA), the report relies on expert estimates regarding oil production and expected economical growth, depending on the growth depends consumption level of energy resources. The inflation level has not been considered in the report.

По мнению специалистов, к 2025 г. производство нефти в мире увеличится до 120 млн барр./день. При этом уровень нефтедобычи в США к указанному сроку возрастет на 6 %. Несмотря на то, США станут еще более зависимыми от нефтяного импорта. Эксперты считают, что к тому времени он составит две трети от общего количества потребляемой страной нефти. Сейчас этот показатель находится на уровне 56 %, передает AP.

According to specialist opinion in 2025 the oil production will amount to 120 mln barrels per day. At the same time the level of oil production in USA to the mentioned tem will increase by 6 %. Despite the fact, USA will be more oil import dependent. Experts believe that by that time it will amount two thirds from the total amount of the consumed oil. Now these figures are about 56 %, according to AP.

Источник: Neftegaz.ru

Source: Neftegaz.ru

ANTECH РАСШИРЯЕТ ГОЛОВНОЙ ОФИС

29.10.2004

Инжиниринговая и производственная компания AnTech, обслуживающая международную нефтегазовую промышленность и получившая мировую известность благодаря разработке комплекта инструмента для котлубинга и связанного с ним оборудования для заканчивания скважины с цементированием подъемной колонны НКТ, приступила к выполнению планов по расширению своего головного офиса.

Расположенная в Exeter Airport Business Park территория компании в 4400 квадратных футов более чем в два раза превышает начальную площадь. Штат сотрудников также увеличился до 15.

«Теперь мы можем выполнять больше по объему и масштабу сложных работ с высокой эффективностью. Особенно заслуживает внимания наша способность выполнения испытаний на виброустойчивость, калибровки крутящего момента и большего количества испытаний оборудования под давлением благодаря большей площади для испытаний под давлением»,

— прокомментировал ситуацию Тони Мижевски, управляющий директор AnTech. «Дополнительно мы устранили потребность в субподряде некоторых механических испытаний в независимых испытательных лабораториях», — добавил он.

Увеличенная мощность и рост количества персонала явились хорошей новостью для клиентов AnTech, например для Geophysical Surveying Company Ltd. of Japan. Ранее в этом году Geophysical Surveying Company Ltd. заключила с AnTech контракт на поставку дополнительной COLT-K, буровой системы, выпущенной на заказ, которая будет использоваться в пятилетней буровой кампании. COLT-K будет использоваться для бурения стволов на большом количестве месторождений вокруг Японии для получения геологической информации о потенциальных местах сброса радиоактивных отходов.

Источник: Spinnaker Communications

АМЕРИКАНСКИЕ НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ НАЧИНАЮТ ЭКСПАНСИЮ В ЛИВИЮ

24.10.2004

10 января 2005 года будет объявлен победитель тендера на получение права разработки и добычи нефти и природного газа на пятнадцати месторождениях Ливии. Заявки на участие подали крупнейшие американские компании Chevron Texaco, ConocoPhillips, Apache Corporation, Marathon Oil.

В Ливии активно работали нефтяники из бывшего СССР, место которых после распада Союза постепенно занимали итальянцы и другие европейские фирмы. И вот теперь, после снятия администрацией Джорджа Буша ограничений на экономические связи с Ливией, в эту страну начинают активно проникать крупнейшие американские компании.

Источник: Союз производителей нефтегазового оборудования

ANTECH EXPANDS GLOBAL HEADQUARTERS

29.10.2004

AnTech Ltd, a specialist design engineering and manufacturing company serving the upstream oil and gas industries, well-known throughout the world for its range of award-winning coiled tubing tools, and related permanent completion products expands its global headquarters.

Located on the Exeter Airport Business Park, the company's 4,400 square foot base is now more than twice its original size. The number of employees increased up to 15.

"It means that we are now able to carry out more – and larger – jobs with even greater efficiency. Of particular note is our ability to perform vibration testing, torque calibration and more pressure testing

of equipment, due to the larger pressure testing area", said Toni Miszewski, Managing Director of AnTech. "Plus, we have eliminated the need to sub-contract some of our mechanical testing contracts to independent testing houses", he added.

The improved capacity and increase in staff comes as good news to AnTech customers, such as Geophysical Surveying Company Ltd. of Japan. Earlier this year, Geophysical Surveying Company awarded AnTech a contract to supply an additional COLT-K, a custom drilling system that will be used for its five-year drilling campaign. The COLT-K will be used to drill boreholes in a number of sites around Japan to obtain geological information on potential nuclear waste disposal sites.

Source: Spinnaker Communications

AMERICAN OIL COMPANIES EXPAND TO LYBIA

24.10.2004

On 10 of January 2005 there is announced a tender winner for the exploration right of oil and natural gas on 15 fields of Lybia. The applications were submitted by the biggest American companies Chevron Texaco, ConocoPhillips, Apache Corporation, Marathon Oil.

There were oilmen from former USSR in Lybia, the place is now has been taken by Italian and European companies. And now, after abolition of restrictions of relations with Lybia, this country has been actively penetrated by the biggest American companies.

Source: The association of oil equipment manufacturers.



НАЛОГ НА НЕФТЯНКУ ПОВЫШАТЬ БОЛЬШЕ НЕ СЛЕДУЕТ

10.12.2004

В ближайшее время не следует повышать налоговую нагрузку на нефтяной сектор. Такое мнение высказал министр финансов РФ Алексей Кудрин, выступая на пленарном заседании в Совете Федерации. По его словам, в настоящее время с каждого доллара при цене на нефть выше 25 долл./барр. нефтяная компания совокупно платит 95 центов. Министр напомнил, что с января 2005 г. начнет действовать новая ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). «Это очень высокая нагрузка, считаю, что ее уже не стоит повышать», — подчеркнул А. Кудрин.

Источник: Neftegaz.ru

ЯПОНЦЫ ИЩУТ НЕФТЬ В СЕВЕРНОМ МОРЕ

27.09.2004

Японский концерн «Марубэни» приобрел у английской компании «Энерджи Норс Си Холдингз» права на добычу нефти и газа в Северном море. Объем нефти, ежедневно добываемый этой компанией, составляет 12 тысяч баррелей.

«Марубэни» приобрела у нескольких держателей все акции английского холдинга, став единовластным хозяином 100 % нефтегазовых месторождений и мощностей по их добыче. Точная сумма сделки неизвестна, однако, по оценкам экспертов, она составляет приблизительно 30 миллиардов иен (около \$300 миллионов).

В распоряжении «Марубэни» оказалось предприятие по разделению нефти и газа, размещенное на морской платформе, а также трубопровод, по которому добытый газ подается на территорию Великобритании. К настоящему времени «Марубэни» приобрела права на добычу нефти и газа в Мексиканском заливе, Индии и Катаре, получая ежедневно около 26 тысяч баррелей энергоносителей.

Покупка английского холдинга позволит ей увеличить добычу в полтора раза, выйдя на уровень 38 тысяч баррелей в день. К марту 2006 года при задействовании всех мощностей ежедневный объем составит 50 тысяч баррелей, пишет «Нихон кэйдзай».

Источник: Neftegaz.ru

BJ SERVICES БУДЕТ БУРИТЬ КОЛТЮБИНГОМ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ СЕВЕРНОГО МОРЯ

25.11.2004

Компания BJ Services заключила с Shell UK контракт на 12 месяцев на проведение колтубингового бурения, инжиниринговых разработок и работ по борьбе с поступлением твердых частиц на двух скважинах на платформе Gannet в центральной части Северного моря. Shell использует BJ Services в качестве единственного поставщика услуг по колтубинговому бурению для работ на Gannet. Недавно заключенный контракт с Shell явился результатом весьма успешной операции колтубингового бурения, выполненной BJ на месторождениях Emmen и Coevorden в Нидерландах.

Более 285 буровых операций с использованием колтубинга с отрицательным перепадом давления были проведены BJ Services в Канаде на горизонтальных скважинах и около 1000 операций — на вертикальных скважинах при отрицательном перепаде давления. Три операции в Нидерландах, выполненные BJ Services в 2003 г., отметили первое полное международное эффективное использование данной технологии. В свете успешного долгосрочного сотрудничества двух компаний BJ обеспечивает огромное количество работ с использованием колтубинга для Shell по всей Европе, в особенности в Объединенном Королевстве и Голландии.

Источник: Spinnaker Communications

THERE IS NO NEED TO INCREASE OIL TAXES

10.12.2004

In the nearest future there is no need to increase taxes for oil industry. This opinion has been expressed by Minister of Finance of Russian Federation Alexei Kudrin, during his speech on a session in Federation Soviet. According to his speech, today, from each dollar, at oil price above 25 dollars per barrel, an oil company pays 95 cents. Minister reminded that from January 2005 there will be new tax rate for the mining operations. "It is a very difficult burden, I think we should not increase it", said A. Kudrin.

Source: Neftegaz.ru

THE JAPANESE ARE SEARCHING FOR OIL IN THE NORTH SEA

27.09.2004

Japanese concern Marubeni has purchased a right to produce oil and gas in Northern sea from English company Energy North Sea Holdings. The volume of oil produced per day by this company amount 12 thousand of barrels.

Marubeni having purchased all the shares of the English holding from several shareholders became the sole proprietor of 100 % of oilfields and its production facilities. The exact amount of the transaction is unknown, but according to specialist estimates it is about \$300 millions.

Marubeni possesses an oil and gas separation factory, located on a sea platform, as well as pipeline, that delivers the produces gas to Great Britain. By now Marubeni gas purchased the producing right for oil and gas in Mexican Gulf, India and Katar, producing daily about 26 thousand of barrels of energy resources.

The purchase of English holding will allow increasing production in 1.5 times, achieving the level of 26 thousand of barrels per day. To March 2006, on condition all the capacities are engaged the daily production would amount 50 mln of barrels (Nihon Keidgaj).

Source : Neftegaz.ru

BJ SERVICES AWARDED COILED TUBING DRILLING CONTRACT BY SHELL UK

25 November 2004

BJ Services Company awarded a 12-month contract by Shell UK to provide coiled tubing drilling (CTD), engineering and solids control services for two wells on the Gannet Platform in the Central North Sea.

Shell commissioned BJ Services as its single source of coiled tubing drilling services for the Gannet operation. The recent contract award from Shell comes on the heels of a highly successful CTD operation provided by BJ on the Emmen and Coevorden Fields in the Netherlands. BJ used DUCT technology to carry out CTD services on three onshore wells.

More than 285 underbalanced horizontal CTD operations have been carried out in Canada by BJ Services, as well as nearly 1,000 vertical underbalanced deepening with coil. The three operations in Holland carried out by BJ in 2003 marked the first comprehensive international application of the technology.

In light of the positive longterm relationship shared by the two companies, BJ provides an overwhelming amount of coiled tubing services for Shell throughout Europe, particularly in the United Kingdom and Holland.

Source: Spinnaker Communications

Таблица 1

Операции по ремонту скважин, выполняемые с применением колтюбинговых установок в ОАО «Татнефть»

Table 1

Coiled tubing services in Tatneft

№ п/п No.	Технологические операции Services
1	Промывка забоя скважин, в том числе от проппанта Bottomhole flushing as well as proppant flushing
2	Промывка скважин с целью очистки э/к и НКТ от АСПО Well flushing in order to clean production string, and tubing string from asphalt-paraffin plugs
3	Обработка призабойной зоны (ОПЗ) скважин хим. составами Bottomhole zone chemical treatment
4	Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин с закачкой полимеров Injection well intake capacity smoothing with polymer pumping
5	Обработка нагнетательных скважин с использованием генератора колебаний ГД2В по технологии «Ойл-Инжиниринг» Treatment of injection wells with oscillator GD2V according to Oil-Engineering technology
6	Изоляция вод в добывающих скважинах закачкой селективных материалов Water shutoff in producing wells by means of pumping of selective materials
7	Изоляция вод в добывающих скважинах, оборудованных штанговыми насосами по межтрубному пространству Water shutoff via annular space in producing wells equipped with sucker rod pumps
8	ОПЗ в добывающих скважинах, оборудованных штанговыми насосами по межтрубному пространству, и закачкой хим. составов Processing of bottomhole zone in producing wells equipped with sucker rod pumps via annular space and pumping of chemical solutions
9	Проведение ГИС в горизонтальных скважинах Logging of horizontal wells
10	Исследование технологических процессов автономными приборами в скважинах с аномальными давлениями Logging with autonomous tools in wells with anomalous pressure
11	Обработка горизонтальных скважин с генератором колебаний ГД2В Horizontal well processing with oscillator GD2V
12	Бурение в НКТ и эксплуатационной колонне, в том числе боковых стволах Drilling in tubing and production strings as well as sidehole drilling
13	Солянокислотная обработка горизонтальных скважин с резкой целевых каналов через гидромониторную насадку Sidehole treatment with HCl, with cutting of slotted conduit by means of nozzles
14	Пенокислотные ОПЗ с применением бустерного агрегата Foam-acid treatment of bottomhole zone with booster unit
15	Промывка скважин на депрессии Underbalanced flushing
16	Опрессовка э/колонн малого диаметра спуском надувного пакера Hydrostatic test of small O.D. production strings with running of inflatable packer
17	Физ. ликвидация скважин Well abandonment
18	Обследование забоя печатью Bottomhole logging with cameras
19	Гидромеханическая резка прихваченных НКТ Hydromechanical cutting of stuck tubing strings
20	Перфорация НКТ Perforation of tubing strings
21	Работы по извлечению каротажного кабеля Retrieval of logging cable
22	Работы по извлечению аварийной гибкой трубы Fishing



Таблица 2

Изменение номенклатуры ремонтов скважин с установками НТ, проведенных Сургутским УПНП и КРС ОАО «Сургутнефтегаз» за период с 1994 года по 1 сентября 2004 года

Table 2

CT workover range alterations (SUPNP & KRS of "Surgutneftegaz" from 1994 to September 1, 2004)

Виды работ		94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	2004 (за 8 мес.) (for 8 months)
РИР Remedial cementing	КР-1 ГТ KR-1 GT	0	0	0	1	2	7	5	40	32	39	30
Ремонт э/к Workover of production string	КР-2 ГТ KR-2 GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4
Лов. работы Fishing	КР-3 ГТ KR-3 GT	0	0	7	20	64	77	58	38	35	40	18
Переход по пластам Jump on beds	КР-4 ГТ KR-4 GT	0	0	0	0	0	0	0	0	23	6	1
ОПЗ Bottomhole zone treatment	КР-7 ГТ KR-7 GT	0	0	55	92	347	422	700	927	1202	1205	596
Исследования скважин Logging	КР-8 ГТ KR-8 GT	0	0	15	60	150	120	356	462	740	820	503
Ликвидация скважин Well abandonment	КР-12 KR-12	0	0	0	0	0	0	0	1	5	4	16
Восстан. циркуляции Restoring circulation	КР-13 KR-13	80	104	123	162	333	375	585	635	493	248	171
	Всего: Total:	80	104	200	335	896	1001	1704	2103	2520	2366	1339

количество ремонтов / the quantity of services

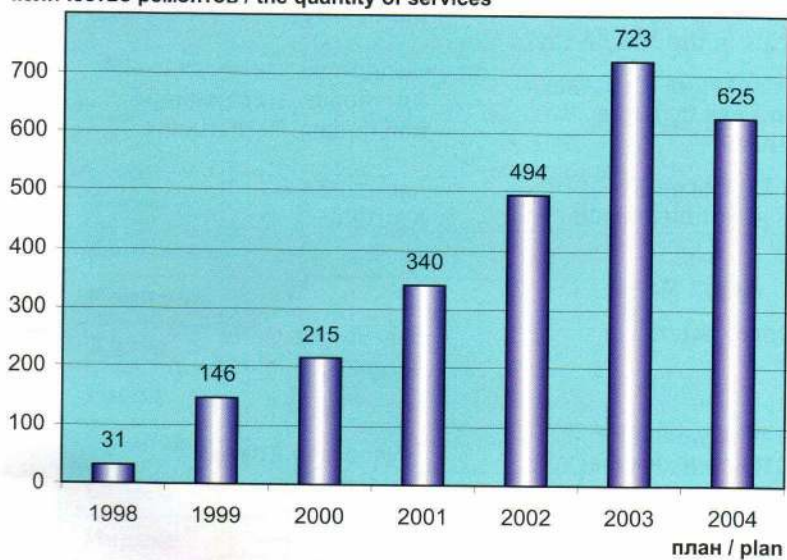


Рис. 1. Динамика изменения количества выполненных ремонтов с применением установки с гибкой трубой в ОАО «Татнефть» по годам

Fig. 1. The time history of coiled tubing services accomplished in Tatneft

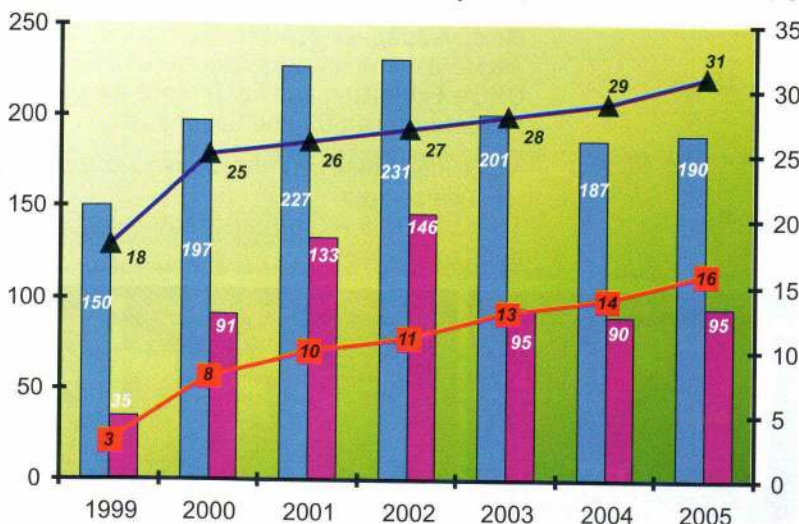
Рис. 2. Динамика изменения количества отремонтированных скважин и видов ремонтов по годам в УИРС «Уренгойгазпром»

— общее количество,
— с применением колюбинговых установок

Fig. 2. The dynamics of alteration of total number of serviced wells and kind of serviced split according to years:

— total number,
— with application of coiled tubing units

№ скв. / The number of wells № рем. / The number of workovers



СТАТИСТИКА/STATISTICS

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ INTERNATIONAL EXHIBITIONS & CONFERENCES

Январь/ January

16-19	6-я Международная конференция и выставка по нефтегазу PETROTEX INTERNATIONAL'2005	Дели, Индия Delhi, India
20-23	Международный форум по разведке и добыче нефти и газа EPF – The Exploration & Production Forum	Новый Орлеан, США New Orleans, USA
25-27	Международная нефтехимическая конференция Азиатско-Тихоокеанского региона ARTC – Asia Pacific Technology Conference on Petrochemicals	Сингапур Singapore

Февраль/ February

14-17	2-й Африканский нефтегазовый конгресс CAPE II-2nd African Petroleum Congress & Exhibition	Алжир, Алжир Algeria
14-16	Международная конференция по подводному бурению Underwater Intervention International Conference	Новый Орлеан, США New Orleans, USA
20-21	6-я Ближневосточная конференция по нефтехимии и нефтепереработке Oil Refining & Petrochemicals in the Middle East	Дубай, ОАЭ Dubai, UAE
23-25	22-я Международная конференция и выставка оборудования и технологий для бурения SPE IADDC Drilling Conference	Амстердам, Нидерланды Amsterdam, Netherlands
23-25	Нефтегазовая выставка и конференция AOG AustralAsian Oil and Gas Exhibition and Conference	Австралия Australia

Март/ March

02-05	Международная нефтегазовая выставка и конференция PetroTech Thailand	Бангкок, Таиланд Bangkok, Thailand
06-10	Международная выставка оборудования и технологий для нефтегазовой и химической промышленности отрасли SAUDI CHEM – SAUDI PETROCHEM	Саудовская Аравия Saudi Arabia
9-11	Российский Форум нефтегазовых технологий Russia Petroleum technology Forum	Москва, Россия Moscow, Russia
16-18	Международная конференция и выставка нефтегазовой промышленности Средиземноморья OMC – Exhibition and Conference for the Mediaterranean Oil and Gas Industry	Равенна, Италия Ravenna, Italy
28-30	Международная нефтегазовая выставка и конференция TURKIOG'2005 – International Oil and Gas Exhibition and Conference	Турция Turkey



"Время колтюбинга" –
единственный
специализированный
международный журнал,
посвященный технике и
технологиям колтюбинга в
России, США, Европе и
Центральной Азии.

Издается ежеквартально:
4 выпуска в год.

Стоимость одного номера –
20 USD.

А К Ц И Я !

**Подпишись на 3 номера
и получи 4-й бесплатно!!!**

**Заполните купон и отправьте
по факсу +10 7 095 124 85 83**

Укажите номера, на которые Вы хотите подписаться в 2005 году.
При подписке на 3 номера журнала – 4-й бесплатно.

Поставьте значки в ячейках номеров, на которые Вы хотите подписаться.

Да, я желаю оформить подписку на международный журнал «Время колтюбинга» на

№1(11)

№2(12)

№3(13)

№4(14)

Хочу подписаться как

Юридическое лицо

Физическое лицо

Пришлите счет на подписку по

Факсу

Электронной почте

Ф.И.О.

Должность

Компания

Адрес

Город

Край/область

Страна

Индекс

Телефон

Факс

Эл. почта

Вы можете оформить подписку на журнал "Время колтюбинга", а также ознакомиться с аннотациями статей на сайте www.crkt.ru
При подписке через www.crkt.ru условия акции не действуют.

Уважаемый читатель!

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

Подпись _____

РЕКЛАМНО-ИНФОРМАЦИОННЫЙ СБОРНИК-БУКЛЕТ

ПРОФЕССИОНАЛЫ *Российского* КОЛТЮБИНГА

К 30-ЛЕТИЮ ВЫПУСКА ПЕРВОЙ РОССИЙСКОЙ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ

ОРГАНИЗАТОРЫ ИЗДАНИЯ:

Департамент ТЭК Минпромэнерго России;
Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина;
Тюменский государственный нефтегазовый университет;
НП «Центр развития колтюбинговых технологий» – координатор проекта.

ЦЕЛЬ ИЗДАНИЯ – РАССКАЗАТЬ О ЛЮДЯХ
И ОРГАНИЗАЦИЯХ, КОТОРЫЕ ВНЕСЛИ
СУЩЕСТВЕННЫЙ ВКЛАД В РАЗВИТИЕ
КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ.

МЫ ХОТИМ РАССКАЗАТЬ О:

- разработчиках и организаторах производства оборудования, технологий и оснастки; разработчиках и организаторах производства отечественных колтюбинговых труб;
- авторах и специалистах, впервые применивших технологии на практике в российских условиях;
- организаторах подготовки специалистов-практиков;
- иностранных фирмах и специалистах, внесших существенный вклад в повышение технико-технологического уровня колтюбинга российских компаний, обучение российских специалистов, поставщиков современного оборудования и оснастки.

СБОРНИК-БУКЛЕТ СТАНЕТ
ОФИЦИАЛЬНЫМ СУВЕНИРОМ
НЕКОММЕРЧЕСКОГО ПАРТНЕРСТВА «ЦЕНТРА
РАЗВИТИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»
И БУДЕТ РАСПРОСТРАНЯТЬСЯ СРЕДИ
ДОБЫВАЮЩИХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ.

ОЦЕНКА МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ
В СБОРНИКЕ ПРОИЗВОДИТСЯ
ЭКСПЕРТНЫМ СОВЕТОМ В СОСТАВЕ
АВТОРИТЕТНЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ

Обращаемся к обладателям архивных документов и фотоматериалов по данной тематике с просьбой поделиться информацией для публикации в сборнике-буклете.

Приглашаем к сотрудничеству рекламодателей.

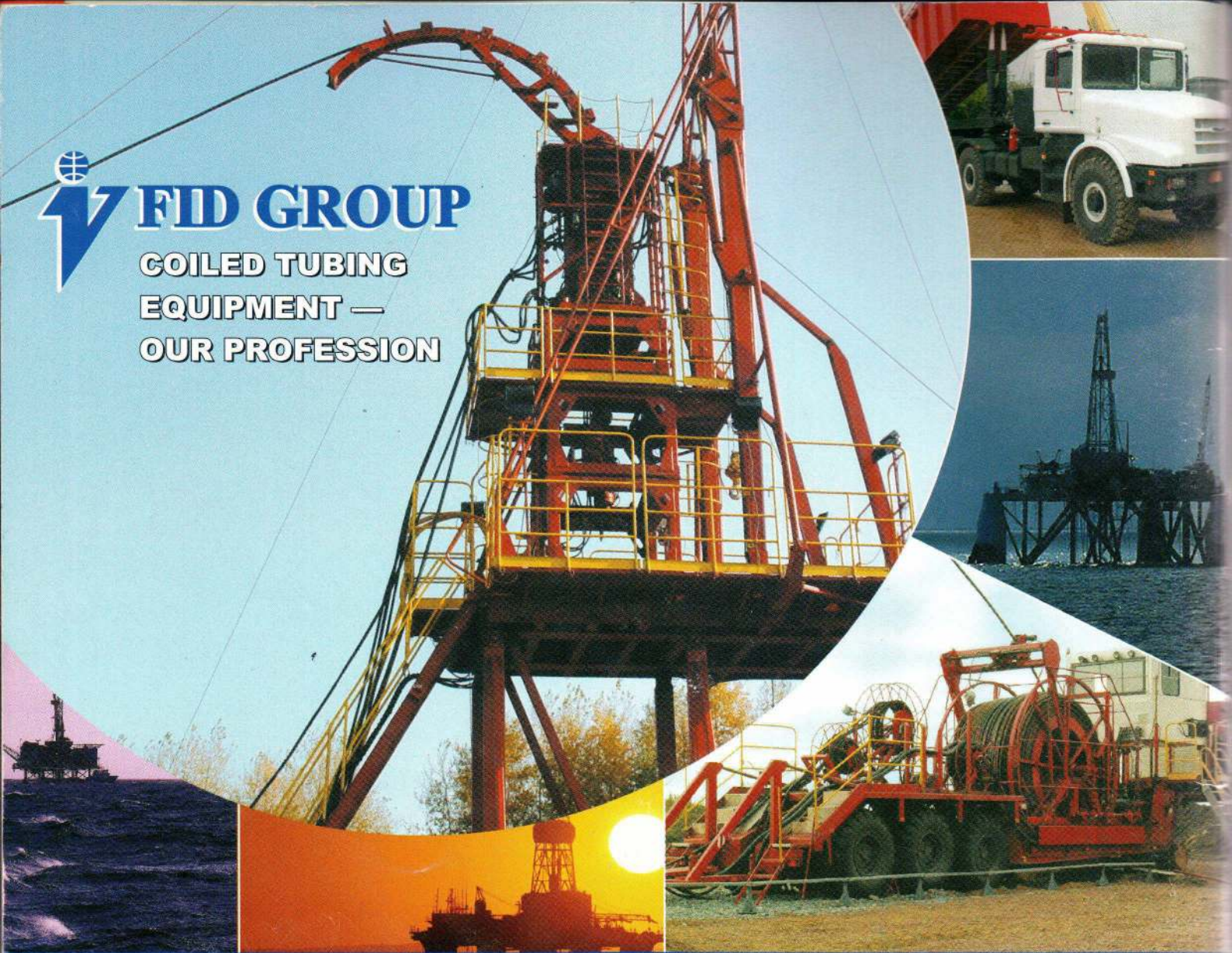
Для участия в издаваемом сборнике-буклете, размещения информационных и рекламных материалов Вы можете обращаться в НП «ЦРКТ» или редакцию журнала по телефонам:
в Москве: + 7 095 124 85 83, 124 63 10,
в Минске: +375 17 298 24 17
Или по e-mail: crkt@inbox.ru, cttimes@gin.by.

Дополнительная информация о сборнике в восьмом номере нашего журнала





**COILED TUBING
EQUIPMENT —
OUR PROFESSION**



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



**Management Quality System
certified for conformation to ISO 9001**

**Our contact information is as follows:
in Minsk, Belarus, 26, Rybalko Str., 220033,
tel. +375 17 298-24-18 , fax 375 17 298-24-17 ,
e-mail: info@fidcoiledtubing.com, <http://www.fidcoiledtubing.com>**

in Moscow, Russia, tel. +7 095 124-63-10, fax +7 095 124-83-85, e-mail: info@fidcoiledtubing.com

in Houston, Texas, USA, tel. +713 894 16 67, e-mail: ronclarke@fidcoiledtubing.com