



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

АЛЬТЕРНАТИВЫ КОЛТЮБИНГУ НЕ СУЩЕСТВУЕТ

**7-Я ВСЕРОССИЙСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО КОЛТЮБИНГОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ**

**THERE IS NO ALTERNATIVE
FOR COILED TUBING
7TH ALL-RUSSIAN COILED TUBING CONFERENCE**

**МИРОВОЙ РЫНОК СЕРВИСА
В ОБЛАСТИ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН И
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКОВ В 1999-2006 гг.**

**WORLD MARKET
OF PRESSURE PUMPING SERVICES IN 1999-2006**

**ОПТОВОЛОКОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПРИ РАБОТАХ С КОЛТЮБИНГОМ**

**FIBER OPTIC TECHNOLOGIES
FOR COILED TUBING OPERATIONS**

Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

times 4'06



**ПРЕДСЕДАТЕЛЬ
РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА**

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

**ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ
РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА**

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

А.А. АХМЕТОВ,
д.т.н., начальник
УИРС ООО «Уренгойгазпром»

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

Д.Н. ГРИБАНОВСКИЙ,
1-й зам. генерального директора
СЗАО «Фидмаш-NOV», директор про-
изводственного департамента

В.С. ВОЙТЕНКО,
д.т.н., академик РАЕН

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

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

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

Р. КЛАРК,
главный редактор журнала

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

Е.Б. ЛАПОТЕНОВА,
генеральный директор
СЗАО «Фидмаш-NOV»

И.Я. Пирч,
директор
Проектно-производственного
предприятия «Новинка», группа ФИД

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

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

В.А. ШУРИНОВ,
к.т.н., директор НП «ЦРКТ»

**PRESIDENT
OF EDITORIAL BOARD**

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

VICE-PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

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

RON CLARKE,
Editor-in-Chief

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

D.N. GRIBANOVSKY,
First Deputy General Director of CJSC Fid-
mash-NOV, Director of Industry Department

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

A.N. KHAMIDULLIN,
An Academic Council Member of NP CRKT

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

E.B. LAPOTENTOVA,
General Director of CJSC Fidmash-NOV

I.Y. PIRCH,
Director of Designing and Manufacturing
Enterprise "Novinka", FID Group

V.A. SHURINOV,
Doctor, Director 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

V.S. VOITENKO,
Doctor of Engineering, Member of the
Russian Academy of Natural Sciences
(RAEN)

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

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

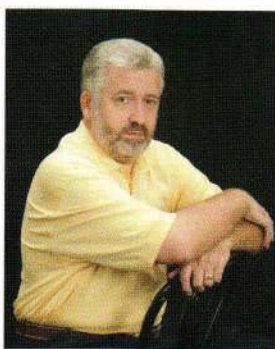
КАКОВЫ ПЕРСПЕКТИВЫ РАСШИРЕНИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ?

Более 15 лет основными производителями колтюбингового оборудования были лишь две компании из США. Значительное увеличение габаритов и веса колтюбинговых установок (масса более 50 тонн уже не редкость) привело к возрастанию рисков при их транспортировке, а также к удорожанию стоимости самой транспортировки. На сегодняшний день мировая энергетика нуждается в дополнительных поставщиках колтюбингового оборудования. Их появление может быть обусловлено как расширением производства уже работающих компаний, так и появлением на рынке колтюбинговых технологий новых игроков.

Что нам известно на сегодняшний день о перспективах и возможных местах базирования новых производств? Не так давно оба американских производителя колтюбингового оборудования осуществили масштабные капиталовложения в модернизацию своих производств с целью удовлетворения возросшего спроса на их продукцию. Однако это не решило проблему поставок на основные рынки за пределами США, такие, как Ближний Восток, Западная Африка, Российская Федерация и др. Решение этой «географической» проблемы должно привести к существенному сокращению времени, затрачиваемого на реализацию заказов, а также, возможно, и к общему удешевлению продукции. Однако, это невозможно без учета таких факторов, как металлоресурсы и их доступность, а также опыт производства.

Наиболее многообещающими местами базирования новых производств являются Китай, Российская Федерация, Беларусь, а также Ближний Восток, скорее всего, свободная экономическая зона в ОАЭ.

Кто первым направит свои инвестиции на эти рынки?



Рон Кларк

WHAT PROSPECT FOR ADDITIONAL COILED TUBING SUPPLY?

For more than 15 years the supply of coiled tubing products has been almost totally dominated by two companies which are both in the United States. As the tube outside diameter sizes and shipping spool sizes and weights have increased with loads of more than 50 tons not uncommon, the costs and risks of cargo damage associated with shipping this type of cargo across the globe has increased also. The energy industry is ready to accept additional supplier(s) of coiled tubing products whether as a result of international manufacturing expansion by

the existing producers or by the formation of new manufacturers entering the business.

What is known now about the possibilities for new factories and where will they be found? Recently, both existing manufacturers in the USA have invested heavily in new equipment and process improvements in order to meet the growing demand for coiled tubing products. However, this does not solve the problem of bringing the product closer to the main markets outside the USA, such as Middle East, West Africa, Russian Federation and more. Closing the geographical gap should result in less lead time and possibly even an overall product cost reduction, but this is not for certain when items such as steel inventory, steel availability and manufacturing expertise are taken into account.

The most promising future locations for the production of coiled tubing appear to be China, Russian Federation, Belarus, and the Middle East, perhaps in Free Trade Zone in the UAE.

Who will be the first to invest in these markets?

Ron Clarke

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Рон Кларк
(gordonhigh@mycingular.blackberry.net)

РЕДАКТОР

Александр Островцов (cttimes@gin.by)

НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ

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

МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА

Ирина Груздилович
(irina.crkt@mail.ru)

Александра Борисова
(alexandra.crkt@mail.ru)

СТИЛЬ-РЕДАКТОР

Алла Конопелько

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН

Дмитрий Оганесян

ОБЛОЖКА

Виктор Голованов

ПЕРЕВОД

Сергей Сухорученко, Андрей Игнашев,

Дмитрий Лосицкий, Татьяна Прокопенко

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 Фе-

дерации

АДРЕС РЕДАКЦИИ

101000, г. Москва,

ул. Маросейка, д. 11/4, стр. 4, оф. 19.

Тел./факс: (495) 540-68-56

Тел.: (495) 649-12-07

www.crkt.ru

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

Тираж: 2000 экз. Первый завод: 1000 экз.

Журнал зарегистрирован Министерством РФ

по делам печати, телерадиовещания и средств

массовых коммуникаций

Регистрационный номер ПИ № 77-16977

Материалы, автор которых не указан, являются

продуктом коллективной работы сотрудников

редакции.

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

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

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

РЕКЛАМОДАТЕЛИ

Elmar

Foremost

ITE Uzbekistan

ФИДМАШ ЦЗАО

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.

EDITOR-IN-CHIEF

Ron Clarke (gordonhigh@mycingular.blackberry.net)

EDITOR

Alexandra Austrautsou (cttimes@gin.by)

SCIENTIFIC CONSULTANT

Vladimir N. Ivanovsky,

Professor, Doctor of Engineering

Member of the Russian Academy

of Natural Sciences (RAEN)

STYLE EDITOR

Alla Konopelko

COMPUTER MAKING UP & DESIGN

Dmitry Oganessian

COVER

Victor Golovanov

MARKETING AND ADVERTISING DIRECTOR

Irina Gruzdilovich (irina.crkt@mail.ru)

Alexandra Borisova (alexandra.crkt@mail.ru)

TRANSLATION

Sergei Sukhoruchenko, Andrey Ignashev,

Dmitry Lositski, Tatyana Prokopenko

SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION

Julia Gorshkova (magazine@crkt.ru)

JOURNAL HAS BEEN PREPARED

FOR PUBLICATION BY:

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

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

11/4, b.4, Maroseyka str., suite 19, Moscow,

Russia, 101000

Phone/Fax: (7495) 540 68 56

Phone: (7495) 649 12 07

www.crkt.ru

E-mail: info@crkt.ru; cttimes@gin.by

Edition: 2000 copies. The first party: 1000 copies

The Journal is registered by the Ministry of Press,

TV and Broadcasting, Mass Communication of the

Russian Federation

Registration number ПИ № 77-16977

The materials, the author of which is not specified, are the product of the collective work of

the employees of the Editorial Staff.

The journal is distributed by subscription among

specialists of oil and gas companies and scientific institutions.

When reprinting the materials the reference to

the journal "Coiled Tubing Times" is obligatory.

The Editorial Staff not always shares opinion of

the articles' writers.

The Journal offers a cooperation to advertisers

and persons concerned.

ADVERTISERS

Elmar

Fidmash CJSC

Foremost

ITE Uzbekistan



СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

СОБЫТИЕ/EVENT

**АЛЬТЕРНАТИВЫ КОЛТЮБИНГУ
НЕ СУЩЕСТВУЕТ
THERE IS NO ALTERNATIVE
FOR COILED TUBING**



4

РЫНОК/MARKET

**МИРОВОЙ РЫНОК СЕРВИСНЫХ УСЛУГ
В ОБЛАСТИ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН
И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКОВ В 1999-2006 ГОДАХ**

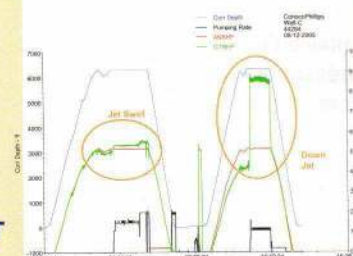
14

WORLD MARKET

OF PRESSURE PUMPING SERVICES IN 1999-2006

ЗА РУБЕЖОМ/ABROAD

**ПРИМЕНЕНИЕ ОПТОВОЛОКОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
ПРИ РАБОТАХ С ГНКТ
FIBER OPTIC TECHNOLOGIES
FOR COILED TUBING OPERATIONS**



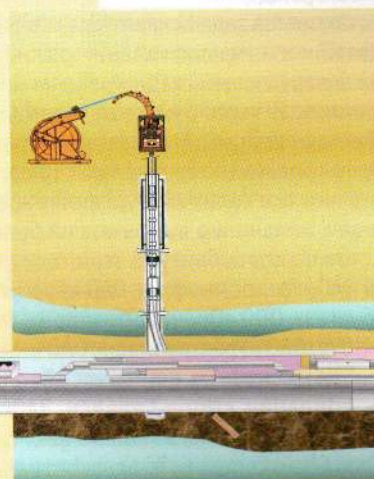
16

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

**ХАРАКТЕРИСТИКИ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК,
НАИБОЛЕЕ ШИРОКО ПРЕДСТАВЛЕННЫХ
НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ
MANUFACTURER'S SPECIFICATIONS
MOST WIDELY SOLD CTUS IN RUSSIA**

24

**ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ
ПО УГЛУБЛЕНИЮ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ
С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ КРС
COILED TUBING WELL SERVICE UNITS
IN BOTTOM HOLE DEEPENING**



26

**СИСТЕМА НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ
DIRECTED DRILLING SYSTEM**

30

**КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
УКРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА
И ВОДОИЗОЛЯЦИИ БЕЗ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ**

36

**INTEGRALLY DESIGNED TECHNOLOGY
OF BOTTOM HOLE FORMATION ZONE REINFORCEMENT
AND WATER SHUT OFF WITHOUT SHUT IN OF A WELL**

**ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ НОВЫХ МАРОК СТАЛЕЙ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ
ДЛИННОМЕРНЫХ ТРУБ.
ПРИМЕНЕНИЕ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
ДЛЯ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ**

40

**NEW STEEL GRADES FOR LONG LENGTH TUBES.
APPLICATION OF COILED TUBING TECHNOLOGIES
IN PIPELINE CONSTRUCTION**

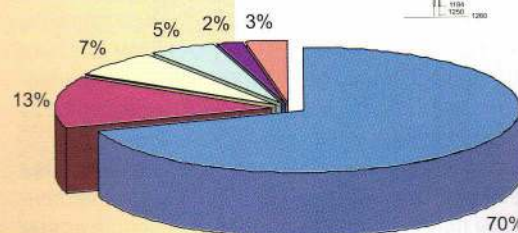


42

НАУКА/SCIENCE

**ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ
КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
В ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ**

**PROBLEMS AND PROSPECTS
OF COILED TUBING TECHNIQUES IN GAS INDUSTRY**



58

ЛЕНТА НОВОСТЕЙ/NEWS

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

62

АЛЬТЕРНАТИВЫ КОЛТЮБИНГУ НЕ СУЩЕСТВУЕТ

Александр Островцов

Alexander Ostrovtsov

THERE IS NO ALTERNATIVE FOR COILED TUBING

20 сентября в нефтяной «столице» России, городе Тюмени, прошла 7-я Всероссийская конференция по коiled tubing технологиям, организованная Центром развития коiled tubing технологий (НП ЦРКТ, г. Москва) при содействии Минпромэнерго РФ. Спонсором конференции выступили СЗАО «Фидмаш-NOV», WESTOR OVERSEAS HOLDINGS, Ltd.

На сегодняшний день ситуация с запасами нефти на планете в действительности не такая драматичная, как это склонны преподносить пессимисты. Но верно и то, что большинство запасов находятся в труднодоступных регионах и местах с суровым климатом. Например, в Восточной Сибири, с ее пока еще слаборазвитой инфраструктурой и полярными зимами, либо на закрытом дрейфующими льдами арктическом шельфе, для которого решение технической задачи по добыче нефти — дело пусть и недалекого, но будущего. Это значит, что разработка таких месторождений пока нерентабельна. Поэтому все актуальнее становятся задачи капитального ремонта простаивающих скважин и интенсификации притоков скважин, находящихся на завершающей стадии добычи на действующих месторождениях. И здесь с каждым годом все большее значение приобретают коiled tubing технологии, имеющие неоспоримые преимущества по сравнению с традиционными. Это особо подчеркивали в своих выступлениях все докладчики на конференции, неизменно вызывающей большой интерес у специалистов по коiled tubing. В этом году она собрала представителей ОАО «Газпромнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Оренбурггазпром», Группы ФИД, СЗАО «Фидмаш-NOV», ОАО «Уралтрубмаш», ОАО «Ямбурггаздобыча», РУП ПО «Беларуснефть», компании «Вестор Оверсиз Холдингз, Лтд», компании «Норд-Сервис», ЗАО «Самотлор Сервисиз», компании Weatherford, Schlumberger, Precision Tube Technology, Dimond Chain Company, Тюменского нефтегазового государственного университета, института «БелНИПИнефть», ООО «Кавказтрансгаз», и др.

Открыл конференцию Председатель Ученого совета НП ЦРКТ **Леонид Груздилович**. Он зачитал Приветствие участникам конференции от Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации, подписанное директором Департамента ТЭК **Анатолием Яновским**:

«Уважаемые коллеги!

Разрешите от имени Департамента топливно-энергетического комплекса Минпромэнерго России приветствовать участников и гостей 7-й ежегодной Всероссийской конференции по коiled tubing технологиям. Развитие нефтяной промышленности Российской Федерации в последние годы происходило на фоне заметного ухудшения структуры запасов углеводородного сырья, что в основном связано со значительной выработкой многих крупных высокопродуктивных месторождений, а также вводом в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

В этих условиях исключительно важное значение для развития нефтяной отрасли на ближайшую и отдаленную перспективы приобретают проблемы создания новых технологических процессов и методов эффективной разработки месторождений.

Коiled tubing технологии, являясь относительно но-

On 20th of September in the oil "capital" of Russia, Tyumen, took place the 7th All-Russian Coiled Tubing Conference, held by Center of development of coiled tubing technologies (CDCTT, Moscow) with assistance of Russian Minpromenergo. Sponsors: Fidmash-NOV, WESTOR OVERSEAS HOLDINGS, Ltd.



Отель «Тюмень», в котором проходила конференция
Hotel Quality Tyumen where conference took place

In fact today's actual state of affairs is not as dramatic as it is stated by pessimists. But it is true that the majority of oil deposits are located in hard-to-reach regions and locations with harsh climate. For instance, Eastern Siberia, with its underdeveloped infrastructure and polar winters, or arctic shelf, blocked with drift-ice, for which solution of oil recovery technical task is a question of nearest, but future. This means that development of such fields is still not cost efficient for now. That is why a task of workover of temporarily shut-in well and stimulation of inflows of wells at a later stage of development is getting more actual. Every year coiled tubing technologies that have indisputable advantages over conventional technologies gain in importance. This was emphasized by lecturers of the conference in their speeches, which permanently attracts attention of coiled tubing specialists. This year the conference gathered representatives of Gazprom, Surgutneftegaz, Orenburgurgaz, Orenburggazprom, FID Group, Fidmash-NOV, Uraltrubmash,



Леонид Груздилович открывает конференцию
Leonid Gruzdilovich starts the conference

вым направлением, завоевали прочные позиции в процессах интенсификации добычи нефти и продолжают совершенствоваться. Темпы развития российских технологий уже сегодня существенно превышают мировые, чему активно содействует и проводимая конференция.

Надеюсь, что 7-я Всероссийская конференция по коiled-бинговым технологиям позволит серьезно продвинуться в деле распространения и применения новых методов интенсификации добычи нефти.

Желаю всем участникам и гостям конференции успешной и плодотворной работы».

В своем выступлении **Леонид Груздилович** отметил, что при более высоком уровне добычи в России расходы на услуги существенно ниже, чем на более развитом рынке США. И по мере развития российского рынка разница в ценах исчезнет. Уже сейчас сложилась достаточно четкая сегментация рынка, разделившегося на три группы компаний – с высоким, средним и низким уровнями предоставляемых услуг. На высоком уровне находятся зарубежные поставщики услуг, которых отличают высокотехнологичные решения, высокий уровень цен и высокая добавленная стоимость продукта. Средний уровень – это Вертикально интегрированные нефтяные компании (ВИНК) со сбалансированным соотношением цены и качества продукта и стандартным набором востребованных рынком услуг. На низком уровне находятся независимые российские компании, предоставляющие по низкой цене базовый набор услуг, но с риском невыполнения работ, а значит, и отсутствия результата, допускающие в своей деятельности невыполнение стандартов ОТОСБ. Принадлежность к группам определяется, в первую очередь, технической оснащенностью компаний, а также квалификацией персонала и используемыми технологиями.

Yamburggazdobycha, Belarusneft, Vestor Overseas Holding Ltd., Nord-Service, Samotlor Services, branch of Weatherford «Veus Holding Inc.», Schlumberger, Precision Tube Technology, Dimond Chain Company, Tyumen oil and gas state university, BelNIPIneft, Kavkaztransgaz Ltd. and others.

The conference was opened by chairman of academic council of CRKT **Leonid Gruzdilovich**. He red to the participants of the conference the welcome speech of the Ministry of Industry and Energy of Russian Federation, signed by **Anatoly Yanovski**, director of fuel and energy complex department.

"Dear colleagues!

On the behalf of department of fuel and energy complex of Ministry of Industry

and Energy of Russia let me welcome participants and guests of 7-th annual All-Russian coiled tubing conference. The development of oil industry of Russian Federation in recent years happened against a background of evident deterioration of deposits structure of hydrocarbon raw materials, which is basically connected with significant depletion of many huge high-yield fields, as well as bringing fields with hard-to-produce deposits into development.

Under these circumstances exceptional importance are taking issues aimed at creation of new technologies and ways of efficient field development for oil industry development for the near and long term outlook.

Coiled tubing technologies, being a relatively new trend have gained strong position in the oil recovery stimulation and keep on improving.

The rate of development of Russian technologies exceeds the world level even today, which is facilitated with the conference.

Владимир Шуринов и Леонид Груздилович
Vladimir Shurinov and Leonid Gruzdilovich



Самым перспективным направлением развития колтюбинговых технологий является бурение колтюбингом. Вот его неоспоримые преимущества:

- отсутствие необходимости глушения скважин;
- увеличение механической скорости проходки, продление срока службы долота, уменьшение расходов на ликвидацию и предотвращение проблем бурения, уменьшение необходимых объемов технологических жидкостей;
- быстрый спуск-подъем, мобильность;
- малая площадь для развертывания;
- стабильные давление и циркуляция бурового раствора, снижение рисков прихвата бурового инструмента из-за перепада давления;
- высокая интенсивность набора угла 50 град./30 м, точное позиционирование инструмента, вертикальная точность бурения до ± 1 м, возможность проводки ствола скважины по пластам малой толщины (от 2 м);
- сведение к минимуму или исключение опасность повреждения коллекторских свойств приствольной части пласта благодаря притоку пластовой жидкости, что сводит к минимуму необходимость стимуляции и очистки продуктового пласта;
- сохранение проницаемости призабойной части пласта, что увеличивает объемы добычи и КИН;
- достигается возможность оценки пластовых показателей в реальном масштабе времени;
- отпадает необходимость в присутствии персонала на устье, что повышает уровень производственной безопасности;
- достигается закрытость циркуляционной системы, тем самым обеспечивает безопасное обращение с рабочими и пластовыми жидкостями, уменьшает объемы утилизации бурового раствора.

Среди недостатков бурения колтюбингом – невозможность вращения колтюбинговой трубы, необходимость использования уникального (нового) оборудования, ограниченные пока глубины, короткая продолжительность службы гибкой трубы, трудности при передвижении по дорогам, сложности с подбором и обучением персонала.

Для преодоления этих трудностей необходимо двигаться в направлении применения укороченной КНБК – до 5 м, с телеметрией и приборами каротажа; трубы из новых материалов; тракторов и якорей; струйных насадок; вращающейся КНБК; новых двигателей; новых решений по удалению разрушенной породы; применения гибких труб меньшего диаметра (от 1,5"). Необходимы также специальные тренинги для персонала. И тогда вопрос «кто победит?» станет чисто риторическим: будущее, несомненно, за бурением колтюбингом.

То, что колтюбинговое направление – одно из наиболее динамично развивающихся в нефтегазовом комплексе, отметил в приветствии участникам конференции от правительства Тюменской области и директор местного Департамента топливно-энергетического комплекса и недропользования **Сергей Прозоров**. Он также подчеркнул, что неслучайно конференция проводится в городе Тюмени, поскольку Тюменская область является лидером по применению колтюбинговых технологий.

С приветственным словом к участникам конференции обратился и заведующий кафедрой ремонта и восстановления скважин Тюменского нефтегазового государственного университета профессор **Григорий Зозуля**, после чего представитель СЗАО «Фидмаш-NOV» **Сергей Иванцов** вручил ему в подарок наглядное пособие для студентов – мастерски исполненный макет перспективной разработки – мобильной установки тяжелого класса, предназначенной для колтюбингового бурения.

I believe the 7-th All-Russian coiled tubing conference allows making huge steps towards expansion and application of ways to stimulate oil production.

I wish successful and fruitful activity to all the conference participants and guests.

Leonid Gruzdilovich, in his speech further noted that at a higher recovery rates in Russia, the costs for the services are significantly lower comparing to the more developed American market. As Russian market develops the difference will disappear. Even today there is sufficiently strict market segmentation, divided into three groups of companies – with high, intermediate and low quality of the services rendered. Foreign services suppliers have the highest level that is distinguished with high-tech solutions, high prices and high added value of product. Intermediate level – these are vertically integrated oil companies (hereinafter VIOC) with balanced relation of price and quality and standard set of services demanded by the market. Low level is taken by independent Russian companies, providing wide range of services at a low cost, but with risk of job non-fulfillment, thus lack of results, permitting violation of standards of work and environment safety and accident prevention. The affiliation with groups is primarily defined with equipment of the companies, as well as personnel qualification and technologies applied.

Leonid Gruzdilovich called coiled tubing drilling the most prospective trend of coiled tubing development and listed incontestable advantages:

- no need to kill well;
- increase of mechanical rate of penetration, longer life time of bits, cost reduction for liquidation and prevention of drilling problems, smaller volumes of necessary technological fluids;
- faster RIN and POOH, mobility;
- small footprint necessary for rig-up;
- stable pressure and circulation of drilling fluid, lower risks of clamping of drilling tool due to pressure drop;
- high build-up rate 50grd/30m, precise tool positioning, vertical drilling precision up to ± 1 m, opportunity to locate the hole inside thin layers (from 2 meters);
- the risk to damage collector properties of near-bore formation is reduced or completely excluded due to inflow of formation fluid that excludes the need for intensification and cleaning of reservoir;
- permeability of bottomhole formation zone is preserved that increases recovery and oil recovery factor;
- an opportunity to make real time evaluation of formation properties;
- no personnel near wellhead that improves working safety;

Григорий Зозуля. Grigory Zozulya





После официальной части было проведено четыре сессии, на которых участники зачитали подготовленные к конференции доклады. Первым выступил инженер-технолог 1-й категории службы главного технолога ОАО «Сургутнефтегаз» **Вадим Осадчук**. Он рассказал об опыте проведения работ по углублению забоя скважины с использованием колтюбинга. Материал, подготовленный на основе его доклада, вы можете прочитать в нашем журнале.

Главная тема докладов представителей зарубежных компаний – подробное описание технических новинок. За долгие годы работы на российском рынке зарубежные коллеги хорошо изучили проблемы его участников. Нередко трудности бывают связаны с отставанием в области высоких технологий. Так, об опыте проведения работ по кислотному разрыву с пакерными системами на гибких НКТ рассказал **Лео Де Вриз** – главный менеджер по развитию бизнеса Московского представительства компании Weatherford. Его доклад содержал детальное описание оборудования, позволяющего работникам компании проводить такие операции, как разбуривание скважин, вынос выбуренных частиц, удаление железной мостовой пробки, композиционной мостовой пробки, нитроген/фрезерование при высокой температуре, обрезание трубы, расширение профиля нипеля, промывка при высоком давлении, вымыв выбуренных частиц, препятствие/удаление рыбы, ловля при помощи ГНКТ, восстановление пробки и пакера, единичные выходы через ОК, отвод из обсадной трубы через НКТ, направленное бурение ГНКТ, ремонт ОК и другие высокотехнологичные операции.

Начальник отдела маркетинга СЗАО «Фидмаш-NOV» **Сергей Иванцов** рассказал о новых решениях в развитии технической базы колтюбинговых технологий. Среди путей развития он указал:

- расширение ассортимента основного оборудования;
- расширение ассортимента дополнительного оборудования;



Сергей Иванцов
Sergei Ivantsov

- обеспечение доступности технических средств;
- повышение качества оборудования;
- повышение эффективности эксплуатации.

Основное оборудование, производимое и проектируемое:

1. Механизмы подачи гибкой трубы (инжекторы):
 - инжекторы серии 100 (тяговое усилие 100кН);
 - инжекторы серии 120 (тяговое усилие 120кН);
 - инжекторы серии 240 (тяговое усилие 240кН);
 - инжекторы серии 440 (тяговое усилие 440кН);

- closed loop circulation system that provides safe operation with working and formation fluids, reduces volumes of drilling fluid utilization.

Among disadvantages of coiled tubing drilling **Leodid Grudzilovich** called impossibility of coiled tubing rotation, use of unique (new) equipment, depth restrictions for now, low tubing lifetime, issues with road transportations, issues with staff recruitment and training.

In order to get over the difficulty it is necessary to make steps towards application of shorter BHA – up to 5 meters with telemetry and logging tools, tubing from new materials, tractors and anchors, nozzle tools, rotating BHA, new motors, new solutions aimed at removal of broken rock, application of slim tubing (from 1.5"). Personnel trainings are also necessary. Than the question "Who is going to win?" becomes a fully rhetorical one: tomorrow is with coiled tubing drilling.

To the effect that coiled tubing trend is among the most dynamically developing trends in oil and gas industry it has been marked in the welcome speech on the behalf of Government of Tyumen Region by **Sergei Prozorov**, director of local department of fuel and energy complex and bowels use. He emphasized that it is not by chance the conference is held in Tyumen, since Tyumen region is the leader in application of coiled tubing technologies.

Professor **Grigory Zozulya**, the head of chair of workover and servicing of wells of Tyumen oil and gas state university addressed the conference participants with a welcome speech, whereupon the representative of Fidmash-NOV, **Sergei Ivantsov** presented to him visual aids for students – a scale model of advanced development – a heavy mobile unit, a coiled tubing drilling unit.

After official part was over there took place four sessions, during the sessions the participants read out the prepared reports for the conference. The first floor had **Vadim Osadchuk**, 1-st rank technologist of principal technologist service of Surgutneftegaz. He told about experience of wells' intensification with coiled tubing. You can find the material on a basis of the report in our magazine.

The principal topic for representatives of foreign companies is the detailed description of technical novelties. After years of operation on Russian market they clearly understood the issues of market participants, often connected with a gap in the high-tech field. In this way **Leo De Vries** – the Weatherford senior manager for business development of Moscow representative office, told about the experience with acid fracturing with packer systems based on flexible pump-compressor pipes. His report contained detailed description of equipment allowing company workers to perform such activities as well drilling-out, cutting carrying out, removal of iron bridge plugs, removal of composite bridge plugs, nitrogen/high temperature milling, tubing cutting, reaming of nipple profile, high pressure flushing, cuttings flushing, removal of obstacles/fishes, fishing with flexible tubing string (coiled tubing), plug and packer rebuilding, single exist through casing string, branch pipe from casing tubing trough tubing string, controlled drilling with coiled tubing, casing string servicing and other high-tech jobs.

Sergei Ivantsov, the head of marketing department of Fidmash-NOV told about company's new decisions in the development of technical base of coiled tubing technologies. Among those ways he mentioned:

- widening of primary equipment range;
- widening of supplementary equipment range;
- provision of availability of technical means;
- equipment quality improving;
- equipment operation improving.

Among basic equipment, being manufactured and designed, **Sergei Ivantsov** listed:

1. Tubing feeding units (Injectors)



После официальной части было проведено четыре сессии, на которых участники зачитали подготовленные к конференции доклады. Первым выступил инженер-технолог 1-й категории службы главного технолога ОАО «Сургутнефтегаз» **Вадим Осадчук**. Он рассказал об опыте проведения работ по углублению забоя скважины с использованием колтюбинга. Материал, подготовленный на основе его доклада, вы можете прочитать в нашем журнале.

Главная тема докладов представителей зарубежных компаний – подробное описание технических новинок. За долгие годы работы на российском рынке зарубежные коллеги хорошо изучили проблемы его участников. Нередко трудности бывают связаны с отставанием в области высоких технологий. Так, об опыте проведения работ по кислотному разрыву с пакерными системами на гибких НКТ рассказал **Лео Де Вриз** – главный менеджер по развитию бизнеса Московского представительства компании Weatherford. Его доклад содержал детальное описание оборудования, позволяющего работникам компании проводить такие операции, как разбуривание скважин, вынос выбуренных частиц, удаление железной мостовой пробки, композиционной мостовой пробки, нитроген/фрезерование при высокой температуре, обрезание трубы, расширение профиля нипеля, промывка при высоком давлении, вымыв выбуренных частиц, препятствие/удаление рыбы, ловля при помощи ГНКТ, восстановление пробки и пакера, единичные выходы через ОК, отвод из обсадной трубы через НКТ, направленное бурение ГНКТ, ремонт ОК и другие высокотехнологичные операции.

Начальник отдела маркетинга СЗАО «Фидмаш-NOV» **Сергей Иванцов** рассказал о новых решениях в развитии технической базы колтюбинговых технологий. Среди путей развития он указал:

- расширение ассортимента основного оборудования;
- расширение ассортимента дополнительного оборудования;



Сергей Иванцов
Sergei Ivantsov

- обеспечение доступности технических средств;
- повышение качества оборудования;
- повышение эффективности эксплуатации.

Основное оборудование, производимое и проектируемое:

1. Механизмы подачи гибкой трубы (инжекторы):
 - инжекторы серии 100 (тяговое усилие 100кН);
 - инжекторы серии 120 (тяговое усилие 120кН);
 - инжекторы серии 240 (тяговое усилие 240кН);
 - инжекторы серии 440 (тяговое усилие 440кН);

- closed loop circulation system that provides safe operation with working and formation fluids, reduces volumes of drilling fluid utilization.

Among disadvantages of coiled tubing drilling **Leodid Grudzilovich** called impossibility of coiled tubing rotation, use of unique (new) equipment, depth restrictions for now, low tubing lifetime, issues with road transportations, issues with staff recruitment and training.

In order to get over the difficulty it is necessary to make steps towards application of shorter BHA – up to 5 meters with telemetry and logging tools, tubing from new materials, tractors and anchors, nozzle tools, rotating BHA, new motors, new solutions aimed at removal of broken rock, application of slim tubing (from 1.5"). Personnel trainings are also necessary. Than the question "Who is going to win?" becomes a fully rhetorical one: tomorrow is with coiled tubing drilling.

To the effect that coiled tubing trend is among the most dynamically developing trends in oil and gas industry it has been marked in the welcome speech on the behalf of Government of Tyumen Region by **Sergei Prozorov**, director of local department of fuel and energy complex and bowels use. He emphasized that it is not by chance the conference is held in Tyumen, since Tyumen region is the leader in application of coiled tubing technologies.

Professor **Grigory Zozulya**, the head of chair of workover and servicing of wells of Tyumen oil and gas state university addressed the conference participants with a welcome speech, whereupon the representative of Fidmash-NOV, **Sergei Ivantsov** presented to him visual aids for students – a scale model of advanced development – a heavy mobile unit, a coiled tubing drilling unit.

After official part was over there took place four sessions, during the sessions the participants read out the prepared reports for the conference. The first floor had **Vadim Osadchuk**, 1-st rank technologist of principal technologist service of Surgutneftegaz. He told about experience of wells' intensification with coiled tubing. You can find the material on a basis of the report in our magazine.

The principal topic for representatives of foreign companies is the detailed description of technical novelties. After years of operation on Russian market they clearly understood the issues of market participants, often connected with a gap in the high-tech field. In this way **Leo De Vries** – the Weatherford senior manager for business development of Moscow representative office, told about the experience with acid fracturing with packer systems based on flexible pump-compressor pipes. His report contained detailed description of equipment allowing company workers to perform such activities as well drilling-out, cutting carrying out, removal of iron bridge plugs, removal of composite bridge plugs, nitrogen/high temperature milling, tubing cutting, reaming of nipple profile, high pressure flushing, cuttings flushing, removal of obstacles/fishes, fishing with flexible tubing string (coiled tubing), plug and packer rebuilding, single exist through casing string, branch pipe from casing tubing trough tubing string, controlled drilling with coiled tubing, casing string servicing and other high-tech jobs.

Sergei Ivantsov, the head of marketing department of Fidmash-NOV told about company's new decisions in the development of technical base of coiled tubing technologies. Among those ways he mentioned:

- widening of primary equipment range;
- widening of supplementary equipment range;
- provision of availability of technical means;
- equipment quality improving;
- equipment operation improving.

Among basic equipment, being manufactured and designed, **Sergei Ivantsov** listed:

1. Tubing feeding units (Injectors)

- инжекторы серии HR635 (тяговое усилие 160 кН);
- инжекторы серии HR660 (тяговое усилие 270 кН);
- инжекторы серии HR680 (тяговое усилие 360 кН).

2. Колтюбинговые установки легкого класса МК10 (тяговое усилие инжектора от 100 кН до 120 кН).

3. Колтюбинговые установки среднего класса мобильного (МК20Т) и блочного (МК20М) исполнения (тяговое усилие инжектора от 240 кН до 270 кН).

4. Колтюбинговые установки тяжелого класса мобильного (МК30Т, МК40Т) и блочного (МК30М, МК40М) исполнения:

- МК30Т, МК30М с тяговым усилием 360 кН;
- МК40Т, МК40М с тяговым усилием 440 кН.

5. Новые разработки колтюбингового оборудования.

На рынок поставляется как дополнительное – противовыбросовое оборудование, вспомогательное (контрольно-регистрирующие системы, установки для перемотки трубы, скважинные площадки и основания), внутрискважинный инструмент, нагнетательное оборудование и оборудование для гидроразрыва пласта. **Сергей Иванцов** подробно описал весь ассортимент выпускаемой продукции.

Основное условие доступности технических средств – снижение стоимости и сроков поставки за счет высокого уровня унификации, запуск в производство партиями, наличие постоянного запаса по запчастям и готовой установки на складе. Все эти условия работниками выполняются. В частности, срок поставки запчастей заказчику – 7 дней, что во много раз меньше сроков поставки запчастей иностранными производителями. При этом гарантируется полное соответствие запчастей качеству оригинала. Готовая же установка МК20Т будет отгружена на склад уже в январе 2007 года.

Постоянное повышение качества выпускаемого предприятиями оборудования обеспечивается за счет применения новых конструктивных решений, проведения всесторонних испытаний на собственных испытательных стендах, комплектации импортными агрегатами, современной системы управления качеством, которая соответствует требованиям международного стандарта ISO 9001, и освоением передового опыта партнеров.

Новые конструктивные решения сегодня – это унификация инжекторов по подшипникам с инжекторами Hydra Rig, оснащение колтюбинговых установок по требованию заказчика гидравлическими схемами и панелями управления Hydra Rig, оснащение установок по требованию заказчика дополнительными системами обеспечения комфорта и безопасности.

По требованию заказчика выполняется комплектация импортными агрегатами производимого оборудования в отношении шасси, контрольно-измерительного и противовыбросового оборудования, гидроаппаратуры, а также подъемно-транспортных механизмов.



Во время конференции. At the conference

- injectors series 100 (pulling force 100 kN)
- injectors series 120 (pulling force 120 kN)
- injectors series 240 (pulling force 240 kN)
- injectors series 440 (pulling force 440 kN)
- injectors series HR635 (pulling force 160 kN)
- injectors series HR660 (pulling force 270 kN)
- injectors series HR680 (pulling force 360 kN)

2. Light class coiled tubing units MK10 (injector pulling force from 100 to 120 kN)

3. Intermediate class coiled tubing mobile units (MK20Т) and skid mounted units (MK20М) (injector pulling force from 240 to 270 kN)

4. Heavy class coiled tubing mobile units (MK30Т, MK40Т) and skid mounted units (MK30М, MK40М)

- МК30Т, МК30М with injector pulling force 360 kN
- МК40Т, МК40М with injector pulling force 440 kN

5. Recent developments of coiled tubing equipment

Optional equipment, supplied to the market includes blowout prevention equipment, auxiliary equipment (data acquisition systems, spooling units, filed decks and substructures), downhole tools, pumping equipment and hydraulic fracturing equipment. **Sergei Ivantsov** also told in detail about the entire product range.

As a primary condition to provide availability of technical means the lecturer emphasized the cost reduction and reduction of delivery time due to high level of unification, production startup in lots, availability of spare parts and ready products in stock. All these conditions are met by workers. In particular, term of delivery of the spare parts to the customer is 7 days, which many times faster than delivery of foreign manufacturers. At the same time full compliance with original parts is guaranteed. The ready unit MK20Т will be dispatched to the stock very soon – in January 2007.

The constant quality improvement products is assured with new design solutions, overall tests with own test desks, use of foreign parts and units, state-of-the-art quality management system that meets requirements of international standard ISO 9001 and attraction of advanced experience of partners.



Партнерами СЗАО «Фидмаш-NOV» являются компании PCT NOV, Elmar NOV, Quality Tubing NOV, Texas Oil Tools NOV. Тесное сотрудничество с ними обеспечивает комплексные подбор и поставку оборудования, снижение стоимости и сроков поставки, адаптацию под эксплуатационные условия, единое техническое сервисное обслуживание и комплексную подготовку эксплуатационного персонала.

Эффективность эксплуатации продукции обеспечивается также за счет подготовки и повышения квалификации персонала (обучение персонала предусматривает прохождение как теоретической, так и практической подготовки), эффективного сервисного обслуживания (система сервисного обслуживания поставленной техники не только гарантирует бесперебойную работу, но также дает возможность модернизировать и доукомплектовывать оборудование в процессе эксплуатации по мере постановки новых задач).

Модернизация и дооснащение предусматривает поставку установщиков оборудования HIAB190 или HIAB320, системы контрольно-регистрирующей СКР43, нового противовыбросового оборудования, новой гидросистемы и гидроаппаратов, а также капремонт шасси.

Поскольку 75% российского парка колтюбинговых установок – это продукция производства Группы ФИД, выступление вызвало бурное обсуждение. На многочисленные вопросы участников и гостей конференции вместе с докладчиком отвечала генеральный директор СЗАО «Фидмаш-NOV» **Елена Лапотентова**. Она подробно рассказала о новых подходах предприятия к повышению надежности и качества поставляемого на рынок оборудования, сервисном обслуживании, доступности консультаций специалистов предприятия, сокращении сроков поставки запчастей.

Стоит отметить, что ни один из докладчиков не ушел с трибуны, не ответив на дополнительные вопросы, которые иногда были весьма острыми, но всегда – исключительно по существу. Конференция проходила на высоком уровне, имела большое практическое значение, ее участники и гости проявили большую

Во время конференции. At the conference



Today new design solutions is unification injector bearings with Hydra Rig injectors, equipping units according to customer requests with Hydra Rig hydraulic circuits and control desks, equipping units according to customer requests with additional safety and comfort systems.

At customer request it is possible to use foreign parts in chassis, data acquisition and blowout prevention systems, hydraulic equipment as well as pick-and-place devices.

The partners of Fidmash-NOV are PCT NOV, Elmar NOV, Quality Tubing NOV, Texas Oil Tools NOV. Tight cooperation with the companies provides complex selection and supply of equipment, reduction of cost and delivery time, adaptation to operating conditions, unified technical servicing and training of operating personnel.

The efficiency products operation is secured with personnel training and advanced training (personnel training stipulates for theoretical and for practical training), efficient servicing (servicing system of the equipment supplied not only guarantees uninterrupted operation, but also creates an opportunity to upgrade and redesign equipment during operation as required in accordance with new tasks).

The upgrade and redesign of the equipment provides for supply of equipment installer HIAB190 or HIAB320, data acquisition system SKR43, new blowout prevention equipment, new hydraulic system and hydraulic equipment as well as chassis workover.

Since 75% of the Russian fleet of coiled tubing equipment is a production of FID group, the report of **Sergei Ivantsov** caused discussion. **Elena Lapotentova**, general manager of Fidmash-NOV helped the lecturer to answer numerous questions. She told in detail about new enterprise approaches towards reliability improvement as well as quality improvement of equipment to be supplied on the market, about customer opportunity to have twenty-four hours a day support, about near-term outlook of significant time reduction necessary to deliver the spares.

It is necessary to admit that nobody left the rostrum without answering a couple of additional questions, sometimes very stinging, but always to the point. After having heard some of the reports there took place debates, again confirming the high conference level, its huge practical significance and such

interest of the participants and guests in the topics. In other words, almost nobody left the hall until the last report was over.

Alexander Salov, an engineer of Novinka, a FID group branch, presented a report on guided (controlled) drilling system for coiled tubing. You can find the material on pages of our magazine.

A shop superintendent of Nord-Service, **Ruslan Bartdinov** told about well repairing with coiled tubing at Yamburg gas condensate field, that has anomalous low formation pressure, that results in absorption of circulating fluid (lost circulation) and hydrate blocks buildup. One of the main reasons of coiled tubing failure is corrosion. Corrosive breakdown could no be fixed or repaired,

заинтересованность при обсуждении тем и вопросов. Никто не ушел из зала, пока не прозвучал последний доклад.

С докладом о системах направленного бурения для колтюбинга выступил конструктор входящего в Группу ФИД УП «Новинка» **Александр Салов**. С материалом на основе его доклада можно познакомиться на страницах журнала «Время колтюбинга».

Начальник цеха из компании «Норд-Сервис» **Руслан Баретдинов** рассказал об операциях по ремонту скважин, выполняемых с применением колтюбинговых установок на Ямбургском газоконденсатном месторождении, которое отличается аномально низкими пластовыми давлениями (что приводит к поглощению промывочной жидкости) и образованием гидратных пробок. Одна из основных причин выхода из строя БДТ – коррозия. Коррозийное разрушение не может быть исправлено или восстановлено, если оно достаточно развилось, и не может быть полностью устранено. Технология мероприятий компании «Норд-Сервис» по замедлению процесса коррозии заключается во внешней защите БДТ (прокачка после работы замедлителей коррозии, что создает химический барьер, ч/з смазывающий узел трубы и зачехление барабана) и внутренней защите (обработка трубы пресной водой под давлением, нейтрализация кислотности кальцинированной содой, обработка труб чистым азотом). В целом, с помощью колтюбинга компания «Норд-Сервис» выполняет следующие технологические операции: вымыв проппанта после ГРП, освоение скважин, глушение скважин, растепление гидратных пробок, установку блок пачек.

Заместитель начальника УИ и РС по производству ООО «Ямбурггаздобыча» **Аска́т Шарипов** выступил с докладом о комплексной технологии укрепления призабойной зоны пласта и водоизоляции без разрушения скважины. Менеджер по развитию бизнеса Московского представительства компании Schlumberger **Станислав Заграничный** рассказал об инновационной разработке – применении оптоволоконных технологий в сервисе ГНТК. Эти материалы опубликованы в журнале «Время колтюбинга».

О применении биополимерных растворов при очистке горизонтальных и наклонно направленных скважин с открытыми забоями с использованием колтюбинга рассказал ведущий геолог СУНП и КРС ОАО «Сургутнефтегаз» **Дмитрий Мищенко**. Его доклад содержал сведения о проведенных в течение 2005 года 26 промывках горизонтальных скважин с открытым забоем. На 19 из них наблюдались осложнения, связанные с прихватом колонны гибкой НКТ, в том числе при промывке линейным гелем ГРП и нефтью. Сотрудниками ОАО «Сургутнефтегаз» была проведена определенная работа с целью разработки и внедрения в производство новых типов промывочных жидкостей, позволяющих существенно увеличить вынос шлама на поверхность за счет реологических характеристик раствора. В итоге применение биополимерных растворов позволило значительно увеличить количество сложных ремонтов. Если в 2005 году работы с выходом в открытый ствол скважины считались особо опасными, то за 6 месяцев 2006 года они стали обычной практикой. Появилась возможность промывок многоствольных скважин с открытыми забоями, вымыв проппанта из открытых участков после проведения ГРП. Была также освоена технология углубления забоев горизонтальных участков, что подтверждает перспективность применения данной технологии.

Доклад менеджера по продажам компании Precision Tube Technology **Жака Аттье** был посвящен факторам, учитываемым при использовании колтюбинга в условиях высокого давления и высокой температуры. Из нескольких режимов разрушения (на основе отношения диаметра к толщине

if it is grown sufficiently and could not be completely removed. Technology of Nord-Service aimed at corrosion slowing down in the external protection of coiled tubing (flushing after the job with corrosion inhibitors (creating a chemical barrier) through lubricating reel unit and reel covering and internal protection (processing with sweet water under pressure, neutralization of acidity with soda ash, nitrogen (pure nitrogen) tubing processing). Company Nord-Service performs with coiled tubing following jobs: proppant flushing after hydraulic fracturing jobs, well stimulation, well killing, warming of hydrate blocks, and setting of blocks.

Deputy chief for production of Well Stimulation and Repair Department of Yamburggazdobycha, **Askat Sharipov** presented a speech about complex technology of strengthening of bottom layer zone and waterproof without well destruction. You can find the content on the pages of our magazine.

Stanislav Zagranichny, a manager for business development for Schlumberger Moscow representative office told about innovation development of application of optical fiber technologies in coiled tubing. The content of his report is on the pages of our magazine.

Dmitry Mishenko, principal geologist of Special administration of Production Enhancement and Workover (PE & WO) of Surgutneftegaz told about application of biopolymer solutions in well-repairing with coiled tubing. His report contains data on 26 flushing jobs conducted in 2005 on horizontal wells with open face. 19 wells had complications connected with sticking of coiled tubing, as well as with flushing with linear gel for formation hydraulic fracturing and oil. Afterwards the workers of Surgutneftegaz conducted special activity for the purpose of development and implementation of new types of flushing fluids, allowing to significantly increasing the cuttings carry-out to the surface due to rheological properties of the solution. As a result the application of biopolymer solutions allowed a significant increase in a number of complicated servicing jobs. In 2005 the jobs with exit to open hole of a well considered to be extremely dangerous, in 6 months of 2006 this became a common practice. There appeared an opportunity to flush multibore wells with open faces, flushing proppant from open segments after formation hydraulic fracturing. There also was studied a technology of deepening of bottomholes of horizontal sections that proves prospective of the technology application.

The report of sales manager of Precision Tube Technology, **Jacques Attie** was dedicated to HPHT coiled tubing considerations. He admitted that from several failure modes (on a basis of O.D. relation to the wall thickness (D/t)) only two are referred to coiled tubing, used under HPHT circumstances: failure resulting from yield strength ($0 < D/t < 13$) and plastic failure ($13 < D/t < 21$). The failure is affected with following operation factors:

Владимир Шуринов

Vladimir Shurinov





стенки трубы (D/t) только два относятся к котлюбину, используемому в условиях высокого давления и высокой температуры: разрушение, обусловленное пределом текучести ($0 < D/t < 13$) и пластическое разрушение ($13 < D/t < 21$). На разрушение оказывают влияние следующие параметры: отношение D/t (чем ниже отношение D/t , тем выше устойчивость к разрушению; как прямое, так и косвенное влияние); предел текучести (чем выше предел текучести, тем выше устойчивость к разрушению; на предел текучести оказывают влияние температура, воздействие усталостных нагрузок и другие факторы); овальность НКТ (чем меньше овальность, тем выше устойчивость к разрушению; на овальность оказывают влияние



Во время перерыва. During the break

усталостные нагрузки и другие факторы); осевая нагрузка (чем меньше осевая нагрузка, тем выше устойчивость к разрушению). Проведя исследования нескольких марок стали, сотрудники компании пришли к следующим выводам:

- важное значение имеет выбор отношения D/t :
 - более низкое отношение D/t увеличивает устойчивость к разрушению;
 - более низкое отношение D/t косвенно улучшает предел текучести после усталостного воздействия, овальность после усталостного воздействия и общий усталостный ресурс;
 - прогнозы разрушения являются более точными при $D/t < 13$;
- при планировании следует стремиться к уменьшению предела текучести с учетом влияния температуры и усталости;
- лучше не использовать слишком «консервативный» (осторожный) подход при учете овальности;
- марка HS-90 больше подходит для коррозионной среды, чем HS-110.

Ведущий инженер-технолог ОАО «Уралтрубмаш» **Евгений Симанов** рассказал об опыте внедрения новых марок сталей для изготовления ДТБ и применении колтюбинга для прокладки трубопроводов. Материал на основе его выступления читайте в журнале «Время колтюбинга».

Международный менеджер по продажам Diamond Chain Company **Стивен Лейшман** представил обзорный доклад о применении цепей Diamond Chain Company в нефтедобывающей промышленности. Его выступление вызвало интерес специалистов.

Численной модели технологии очистки забоев скважин от песчаных пробок в условиях депрессии был посвящен доклад ведущего технолога института «Кавказтрансгаз» **Михаила Свинцова**. В нем содержался подробный анализ зависимости забойной скорости и забойного давления в процессе циркуляции при различных диаметрах обсадных колонн и НКТ, КГТ и фиксированных расходах пенообразующей жидкости, дана принципиальная схема оптимизации процесса.

relation D/t (the lower is relation D/t the higher is failure resistance. Direct and indirect); yield strength (the higher is yield strength the higher is failure resistance. The yield strength is affected with temperature, stress loads and other factors); tubing ovality (the lower is ovality the higher is failure resistance). Having conducted researches of several steel grades the company workers came to the following conclusions:

- the relation D/t is of higher importance;
 - lower relation D/t increases failure resistance;
 - lower relation D/t indirectly improves yield strength after fatigue action, ovality after fatigue action and overall fatigue life;
 - the failure forecasts are more precise at $D/t < 13$;
- when planning it is advisable to lower yield strength with consideration of temperature and fatigue influence;
- it is advisable not to use too much "conservative" (careful) approach taking into account ovality;
- the grade HS-90 is more suitable for corrosive environment than HS-110.

The principal technologist of Uraltrubmash **Evgeny Simanov** told about introduction experience of new steel grades for coiled tubing production and coiled tubing applications for pipe laying. You can find detailed information – in issue of CT times.

International sales manager of Diamond Chain Company, **Steven Leishman**, presented a review on Diamond Chain Company chains' application in oil producing industry. His report inspired interest among specialists.

A report of principal technologist of Kavkaztransgas, **Mikhail Svintsov**, was dedicated to numeral model of technology of well bottom purification in depression. The report contained detailed analysis of dependency of bottomhole speed and bottomhole pressure in circulation at different diameters of casing strings and tubing strings, coiled tubing and fixed rates of foaming fluids and there is given a schematic diagram on process optimization.

The report was followed by speech of professor **Grigory Zozulya**, the head of chair of workover and servicing of wells of Tyumen oil and gas state university, on problems and prospects of coiled tubing in gas industry. You can

Большой интерес вызвало выступление заведующего кафедрой ремонта и восстановления скважин Тюменского нефтегазового государственного университета профессора **Григория Зозули** о проблемах и перспективах колтюбинга в газовой отрасли. Статью на основе его доклада читайте на страницах журнала «Время колтюбинга».

В заключение выступил от организаторов конференции директор НП ЦРКТ **Владимир Шуринов**. Он ознакомил собравшихся с деятельностью Центра развития колтюбинговых технологий, после чего по просьбе автора зачитал текст доклада не имевшего возможности прибыть на конференцию профессора РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина **Александра Молчанова** «Буровые гибридные установки с использованием колонн гибких труб и перспективы их применения». Доклад вызвал большой интерес у специалистов.

Закрывал конференцию председатель Ученого совета НП ЦРКТ **Леонид Груздилович**. Он поблагодарил всех участников и гостей за проявленный интерес к 7-й Всероссийской конференции по колтюбинговым технологиям и дал высокую оценку состоявшемуся мероприятию. С ним был согласен каждый из присутствующих в зале.

Уже после того, как все разъехались по домам, Лео Де Вриз, главный менеджер по развитию бизнеса Московского представительства компании Weatherford, прислал по электронной почте письмо следующего содержания:

Дорогие коллеги,

Я бы хотел поблагодарить организаторов колтюбинговой конференции за их работу по организации и проведению этого мероприятия.

Для такой компании, как Weatherford, очень важно проводить встречи и обмениваться идеями по вопросам новых технологий и оборудования для колтюбинговых установок с другими участниками конференции. Мы провели весьма плодотворные переговоры с представителями различных компаний, работающих с колтюбинговым оборудованием. Объединение усилий российских и западных компаний, несомненно, благотворно скажется бы на качестве нашей работы и обслуживании клиентов. В связи с тем, что технологический прогресс развивается очень быстро, я бы хотел узнать, существует ли заинтересованность в проведении регулярных встреч раз в полгода для установления более тесного контакта между компаниями и обмена опытом работы в сфере колтюбинговых технологий».

Предложение заинтересованно принято организаторами конференции.

Но еще в Тюмени, когда эмоционально обсуждались результаты только что проведенного форума, начальник ЦКРО и ИПС компании «Бургаз», филиала ООО «Оренбургбургаз», **Олег Катков** высказал мнение, что, несмотря на неоднозначную оценку некоторых выступлений, основной мотив конференции прозвучал абсолютно верно: «На сегодняшний день, при реализации самых передовых технологий повышения нефте-газоотдачи, альтернативы колтюбингу не существует».

read the article on a basis of the report on the pages of our magazine.

The last lecturer was the organizer of the conference, director of CRKT **Vladimir Shurinov**. He introduced to the visitors the activity of Center of coiled tubing technologies development, afterwards at the instance of **Alexander Molchanov**, author of report who had no opportunity to visit the conference, professor of I.M.Gubkin Russian State University of oil and gas, read report "drilling hybrid plants with coiled tubing and future trends of their application". His report was of great interest for audience.

The conference was closed by chairman of academic council of CRKT **Leonid Gruzdilovich**. He thanked all the participants and guests for the interest in 7-th Coiled Tubing Conference, and gave a high appraisal to the conference. Everyone in the hall agreed with him. After we went home, Leo de Vries, General Director Business Development Weatherford, Moscow, has sent to all the rest following emails:

"Dear Colleges,

I would like to thank the organizers of the CT conference for there effort to organize this event.

For a company as Weatherford this is very important to meet and change out ideas about new technology and special tools for coiled tubing units with the participants. We had good conversation with the different companies working with Coiled Tubing Equipment. It is good to put our efforts together for the best techniques from the Russian and the westerner companies for the benefits of our clients. As new technology is moving fast I like to see if there is any interest on a meeting every 6 months just to socialize an evening and to exchange work experience what is going on in the Coiled Tubing Industry."

But even in Tyumen, when everybody emotionally discussed forum results, **Oleg Katkov**, Head one of subdivisions of Burgaz, a branch of Orenburgurgaz, told that despite ambiguous appraisal of some reports, the main reason for the conference sounded quite true: "There is no alternative for coiled tubing."

В кулуарах. Lobby talkings



МИРОВОЙ РЫНОК СЕРВИСНЫХ УСЛУГ В ОБЛАСТИ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКОВ В 1999-2006 ГОДАХ

Александр Островцов

Alexander Ostrovtsov

WORLD MARKET OF PRESSURE PUMPING SERVICES IN 1999-2006

Мировой рынок нефтепродуктов в 2005 году оценивался в сумму порядка 144 млрд американских долларов. Финансовый рост по сравнению с предыдущим годом составил 21%.

Исходя из тенденции постоянного роста данного сектора экономики, по прогнозам, в 2006 году мировой рынок нефтепродуктов должен был достичь \$164 млрд. Из всех его 33 секторов наибольший рост намечался в сферах производства деталей и узлов для нефтедобывающего оборудования, производства нефтепромысловых и нефтепроводных труб, бурения и освоения скважин, а также в освоении скважин и интенсификации притоков с использованием насосного и компрессорного оборудования. Данный сектор рынка представляет для наших читателей непосредственный интерес, поскольку при выполнении вышеуказанных работ сервисные компании используют колтюбинговое оборудование.

Рост финансов в сфере сервисных услуг в области освоения скважин и интенсификации притоков за последние годы выглядел следующим образом:

- 1999 г. – \$4 228 млн;
- 2000 г. – \$5 981 млн;
- 2001 г. – \$7 940 млн;
- 2002 г. – \$6 626 млн;
- 2003 г. – \$7 898 млн;
- 2004 г. – \$9 619 млн;
- 2005 г. – \$12 169 млн.

Из приведенных данных видно, что прирост финансов в 2005 году составил 27% по сравнению с предыдущим годом. Прогноз на год 2006-й предполагал рост в размере 17%, а значит, капиталовложения в сфере сервисных услуг в области освоения скважин и интенсификации притоков в нынешнем году предположительно должны достичь суммы в \$14 238 млн. Динамика развития данного сектора рынка, даже с учетом спада в 2002 году, поражает! Ежегодный прирост составляет около 30%. Да и спад в 2002 году можно считать таковым лишь условно. Ведь тогда все финансовые показатели рынка нефтепродуктов демонстрировали устойчивый рост по сравнению с 1999 и 2000 гг., но в 2001-м произошел резкий приток финансов в данный сектор экономики, после чего кривая роста вернулась в «нормальное» состояние.

Традиционно в сфере предоставления услуг в области освоения скважин и интенсификации притоков лидируют компании Halliburton Corp. с 33%-й долей мирового рынка, Schlumberger, Ltd. (26%) и BJ Services (21%). Но, как и в сфере колтюбингового сервиса, наивысшую динамику роста на сегодняшний день показывают канадские компании – Trican (3%), Calfrac (2%) и Sanjel (1%), занимая в мировом рейтинге сервисных компаний 4, 5 и 7 места соответственно. Компании Calfrac и Sanjel смогли достичь столь высокого роста финансовых показателей в немалой степени благодаря тому, что работают на территории России, постепенно наращивая здесь объемы выполняемых работ. Неплохая динамика и у компании Weatherford International, на долю которой ныне приходится 1% мирового рынка. Заметим, что еще в 2001 году эта доля равнялась нулю.

Затраты на рынке сервиса в области освоения скважин и интенсификации притоков можно условно разделить на две категории: затраты на производственное оборудование; затраты на инструменты и материалы для выполнения работ по повышению нефтеотдачи скважин.

As it was stated in the previous issue of our magazine the oilfield market amounted to \$144bn in 2005, which is 21% higher than in 2004. In the context of continuous productivity growth in this economy sector projections were made for the world oilfield market to reach \$164bn in 2006. The highest growth among all 33 market segments was expected in unit manufacturing, tube production for oil industry and pipelines, well development and drilling. Pressure pumping services rank next in the list. This market segment is of a special interest to our readers since service companies mostly use coiled tubing equipment for pressure pumping. The revenues of the pressure pumping services showed the following growth trend:

- 1999 – \$4 228m;
- 2000 – \$5 981m;
- 2001 – \$7 940m;
- 2002 – \$6 626m;
- 2003 – \$7 898m;
- 2004 – \$9 619m;
- 2005 – \$12 169m.

According to the table the revenues growth in 2005 made up 27% as compared to the previous year. The projected growth for 2006 was 17%, which means that pressure pumping services had to bring \$14.238bn. Some more calculations reveal astonishing 30% annual growth in this sector! Even the recession of 2002 brings no significant changes to the trend. In fact the recession was relative. 2002 figures demonstrate a steady growth as compared to 1999 and 2000, while in 2001 there was an inrush of capital into the industry followed by leveled off growth trend.

The traditional leaders of pressure pumping services are Halliburton Corp. with a 33% share of the market, Schlumberger, Ltd. (26%) and BJ Services (21%). Yet the highest growth rates are demonstrated by the Canadian companies Trican (3%), Calfrac (2%) and Sanjel (1%), which occupy 4th, 5th and 7th positions relatively in the world rating. The same trends are observed at coiled tubing market. It should be noted that Calfrac and Sanjel owe their growth to contracts in Russia, where their operations steadily grow. Weatherford International also shows good trends with 1% of the world market, though their share was close to zero in 2001.

Costs at the market of pressure pumping services fall into two categories (each of them can be divided in several more categories): Capital equipment costs; Consumables costs for oil recovery enhancement.

Stewart & Stevenson и National Oilwell Varco produce most of the equipment used by the world's major CT service and pressure pumping service companies. But the equipment market is satiated not only by the two North American companies. For example, China has several enterprises producing marketable cement pumps for Asia.



Основное оборудование, которое используется большинством сервисных компаний в мире, осуществляющих колтюбинговый сервис и сервис в области освоения скважин и интенсификации притоков, производится двумя североамериканскими компаниями – Stewart & Stevenson и National Oilwell Varco. Но количество оборудования, поставляемого на рынок другими компаниями, также постоянно увеличивается. Например, в Китае работает уже несколько предприятий, производящих для рынка Азии вполне приемлемые по качеству цементные насосы.

С развитием рынка постоянно растет и спрос на оборудование. Например, в I квартале 2006 года сервисными компаниями было заказано такое же количество установок для гидроразрыва, какое было поставлено потребителям в первом полугодии 2005 года.

Естественно, доля производителей оборудования в данном секторе экономики постоянно растет: если в 1999-м она равнялась примерно \$260 млн, то уже к 2005 году достигла суммы более чем в \$900 млн. Прогноз на 2006 год – \$1 100 млн.

В последнее время отмечается и постоянный рост поставок химикатов, используемых в технологиях освоения скважин и интенсификации притоков. Например, сумма продаж флотекса – смеси лигносульфоната, углеводородов и угольного порошка, которая применяется для понижения водоотдачи буровых растворов, возросла с \$7 млн в 1999-м до \$23 млн в 2005 году.

Чтобы обеспечить прогнозируемый рост до \$12 169 млн в 2006 году, Halliburton, Schlumberger, BJ Services и другие сервисные компании, выполняющие работы по освоению скважин и интенсификации притоков, должны были приобретать в достаточном количестве цементные материалы, кислоты, химреагенты, емкости для их хранения и перевозки и проппанты. На схеме указаны необходимые для этой цели затраты.

Ценообразование во всех секторах рынка нефтепродуктов тесно взаимосвязано. Стоит отметить, что из всего списка лишь производственное оборудование – мобильные насосные и колтюбинговые установки – являются непосредственными объектами капиталовложений, в то время как остальное – это расходные материалы, необходимые для проведения скважинных работ. Причем доля затрат на приобретение производственного оборудования не является основной в общем перечне затрат по обеспечению сервиса в области освоения скважин и интенсификации притоков.

На рынке проппантов бесспорными лидерами являются три компании-производителя: Carbo Ceramics, Norton Proppants (изменившая свое название на Saint Gobain Proppants) и Borden Proppants (ныне Hexion Specialty Chemicals). Продажа проппантов в последние годы возросла от \$450 млн в 2001-м до \$750 млн в 2005 году. По прогнозам, в 2006 году проппантов будет продано на общую сумму \$860 млн.

По материалам исследований компании Spears & Associates, Inc. "Oilfield Market Report 2005", включая обзор состояния мирового рынка нефтепродуктов за 1999-2005 годы и прогноз на 2006-й год.

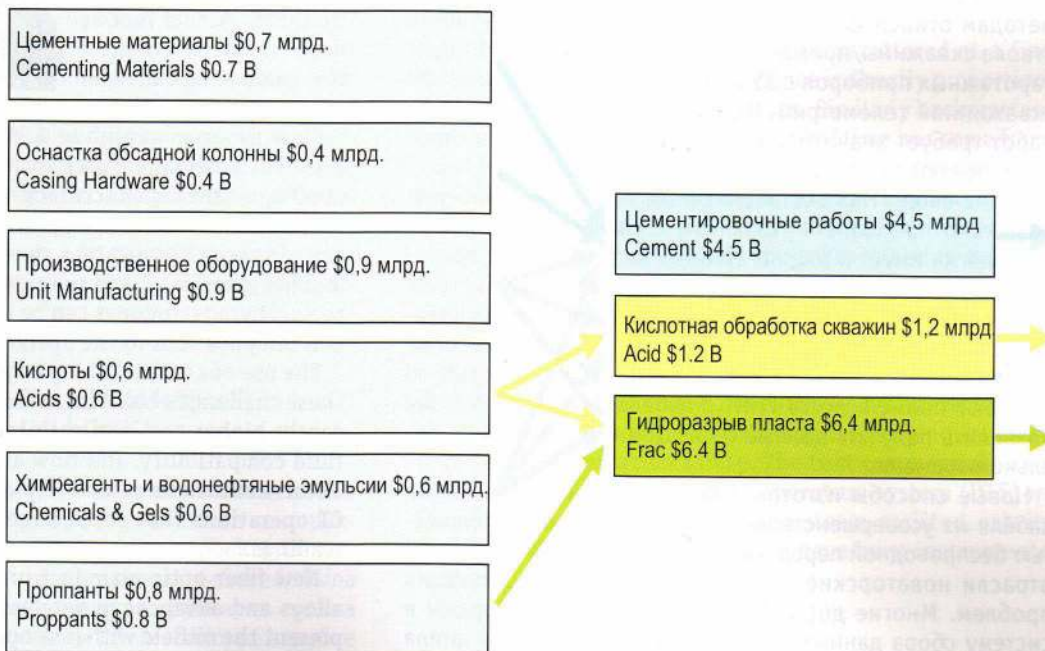
Market development triggers off higher equipment demand. For example, in the first quarter of 2006 consumers ordered as many fracturing units as the companies supplied during 6 months of 2005.

Clearly, the share of equipment producers in this economy sector is constantly mounting. While in 1999 it was only \$260m, it grew up to more than \$900m in 2005. The forecast for 2006 is almost \$1.1bn.

Supplies of chemicals for pressure pumping services have largely grown as well lately. For example, the sales of Flotex (concoction of Lignox, hydrocarbons and carbon dust used in pressure pumping technologies) went up from \$7m in 1999 to \$23m in 2005.

In order to guarantee the \$12.169m growth projected for 2006, Halliburton, Schlumberger, BJ Services and other pressure pumping services have to buy enough cementing materials, acids, chemicals and gels, storage and transportation volumes and proppants. Their costs are listed below.

The list reveals close interplay of costs in various oilfield market segments. Interestingly enough, the capital is invested mainly into unit manufacturing (mobile pump and coiled tubing units), while the other segments are just consumables necessary in well



operations. At the same time unit manufacturing doesn't make the principal share in the list of pressure pumping costs.

The proppants market is dominated by 3 producing companies: Carbo Ceramics, Norton Proppants (which has changed its name to Saint Gobain Proppants) and Borden Proppants (now Hexion Specialty Chemicals). The growth of proppants sales over the recent years saw the following trend: from \$450m in 2001 to \$750m in 2005. The estimated global sales for 2006 are \$860m.

The article is based on Oilfield Market Report 2005 by Spears & Associates, Inc., including analysis of the world petroleum market in 1999-2005 and projections for 2006.

Stanislav Zagranichniy
Schlumberger

FIBER OPTIC TECHNOLOGIES FOR COILED TUBING OPERATIONS

При выполнении большинства работ с ГНКТ необходимо оценить и проконтролировать проведение каждого их этапа на основе хорошо обдуманых предположений, которые принимаются исходя из интерпретации данных о скважинном флюиде.

Такая величина, как уровень давления в скважине, определяется по показаниям датчиков давления расхода или по давлению на устье. Фактическая глубина инструмента определяется по длине спущенной ГНКТ, при этом погрешность в пределах 0,3% считается приемлемой. Точность глубины может определяться различными способами – все зависит от требований к точности, устанавливаемой по конкретным видам работ. К таким методам относятся отметка глубины забоя или сужений ствола скважины, применение локаторов муфт НКТ, спуск каротажных приборов с ЗУ и приборов гидроимпульсной скважинной телеметрии. Однако проведение указанных работ требует значительного времени, они дорого стоят и усложняют выполнение других работ.

Применение ГНКТ с установленным каротажным кабелем позволяет преодолеть указанные сложности, однако эта технология имеет и ряд негативных особенностей: существенно увеличивается стоимость работ и растут расходы на обслуживание установки, есть ограничения по совместимости растворов, кроме того, в колонне ГНКТ сечение потока также ограничено. Указанные факторы значительно снижают применимость ГНКТ с кабелем, который мог бы позволить получать данные о скважинных условиях в реальном времени.

Новые способы изготовления волоконно-оптического кабеля из усовершенствованных сплавов и с возможностью беспроводной передачи данных предлагают нефтяной отрасли новаторские способы решения существующих проблем. Многие достижения, которые уже внедрены в систему сбора данных, представлены вниманию читателя в данной статье.

ИЗ ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ ОПТОВОЛОКОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

За последние 35 лет развитие опто-волоконных технологий в сфере связи существенно увеличило объем передачи данных в электронном виде. Сегодня недорогие оптоволоконные кабели и другие оптоэлектронные приборы нашли применение и в других сферах деятельности, например, специальные датчики используются при экологическом контроле. В одном случае такие датчики обеспечивают получение данных, которые не могут быть получены с помощью традиционного оборудования. В других случаях датчики более чувствительны и превосходят по рабочим характеристикам альтернативные технологии, особенно при их применении в необычных или суровых окружающих условиях.

Один из типов температурных датчиков анализирует обратное рассеивание света лазерного луча, который в

Most CT operations have a common challenge: to evaluate and control each stage of the job through "educated guesses" of what is happening downhole based on surface data and feedback. Downhole pressure is estimated from pressure readings at the pump and/or the wellhead. Actual tool depth is inferred from the amount of coiled tubing going in the

hole, with errors as high as 0.3% being accepted as common. Different methods are used to determine the actual depth depending on the depth accuracy required for any individual job. These methods include tagging a known bottom or restriction, use of tubing tail locators, running a memory logging tie-in and flagging the CT, and running mud pulse telemetry logging tools. These techniques can be time consuming, expensive, or add complications to the operations.

The use of a Coiled Tubing Logging (CTL) unit can overcome these challenges, but it introduces limitations such as significantly higher cost and maintenance requirements, limited fluid compatibility, and flow area restriction within the CT. These limitations effectively reduce the range of possible CT operations that could benefit from real-time downhole readings.

New fiber optic manufacturing processes using advanced alloys and advances in wireless communication capabilities present the oilfield with new opportunities and novel ways of tackling existing challenges. Many of these advances have been incorporated in the development of the acquisition system presented in this article.



FIBER OPTIC TECHNOLOGY BACKGROUND

In the past 35 years, fiber-optic technologies that have been developed for telecommunications applications have enabled a massive increase in digital data traffic. Now, inexpensive optical fibers and the related optoelectronic devices are being used for other applications such as innovative environmental sensors. In some cases, these offer capabilities that do not exist in traditional sensors. In other cases, they are more sensitive and outperform alternative technology, especially in unusual or harsh environments.

One type of temperature sensor analyzes light that returns as a result of backscattering after a short pulse of laser light is sent down a fiber. Backscattering of photons occurs at a molecular level all along the fiber, but photons returning at

виде короткого импульса проходит по волокну. Обратное рассеивание фотонов происходит на молекулярном уровне по всей длине волокна, при этом возвращающиеся фотоны, измеренные в любой момент времени, будут обратно рассеяны на определенном интервале волокна. Данное расстояние прямо пропорционально времени, за которое импульс возвращается. Аналогично ведет себя поступающий с короткого участка волокна рассеянный свет, который регистрируется в коротком интервале времени. Изменения светового спектра, зависящие от температуры, происходят во время обратного рассеивания. Анализ данных изменений позволяет определить температуру волокна в точке, где произошло обратное рассеивание. Конечное значение температуры трактуется как распределенное измерение, так как измерение проводится во всех точках, составляющих длину волокна.

Данная технология стала основой для систем измерений распределенной температуры, которые все чаще находят применение в нефтегазовой отрасли и во многих других отраслях, начиная от проектирования и строительства зданий и заканчивая обеспечением безопасности в авиационной промышленности. Первая система расчета распределения температуры (CPT) была использована в Канаде в 1996 г. для контроля работ в скважине, разрабатываемой в гравитационном режиме с закачкой пара в пласт. С тех пор системы расчета распределения температуры применялись в более чем 350 скважинах.

СКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГНКТ

Применение оптоволоконной технологии совместно с ГНКТ потребовало внести некоторые изменения в конструкцию оборудования. В результате, что было спроектировано, состоящая из комплекта оптоволоконных кабелей, была спроектирована для установки внутри трубки из сплава «Инконель» с наружным диаметром 1,8 мм. Волокна в трубке находятся внутри ГНКТ, трубка защищает их от контакта с флюидом при проведении любых работ. Хотя внутри трубки «Инконель» может быть размещено до 7 волокон, при выполнении работ, описываемых в данной статье, использовали только 4 волокна. 2 волокна выполняли функцию двусторонней связи с прибором. Остальные волокна могут применяться для нестандартных работ или для выполнения резервной функции в случае обрыва кабеля при эксплуатации ГНКТ. На рис. 1 показана конструкция колонны iCoil.

При работах применяются КНБК со встроенным обратным клапаном, который имеет один из двух наружных диаметров: 43 и 54 мм. Прибор с наружным диаметром 54 мм позволяет определить температуру на забое, скважинное давление внутри и снаружи прибора, а также может использоваться как локатор муфт колонны. Минимальное ограничение по проходу для прибора большего диаметра составляет 17,5 мм, что позволяет подсоединять инструмент с механизмом активации шариком, прокачиваемым через ГНКТ, под переводником с оптоволоконным кабелем. Прибор с наружным диаметром 43 мм не может использоваться как локатор муфт

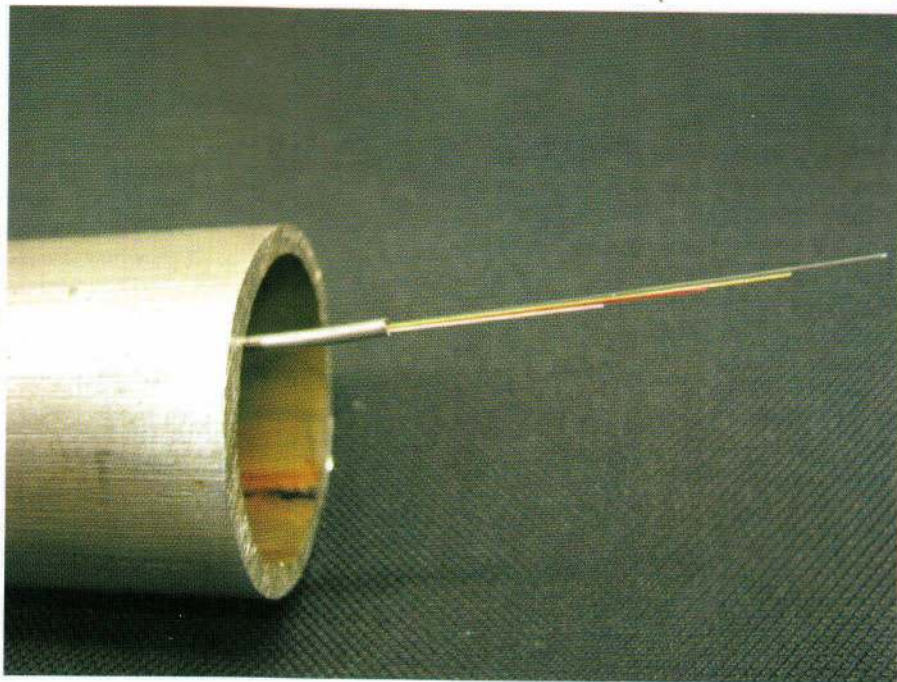


Рис 1. Конфигурация ГНКТ с оптоволоконным кабелем

Fig. 1. Configuration of CT with fiber optic inside

any given time will all have been backscattered at a fixed distance along the fiber. This distance is directly proportional to the time the pulse takes to return. Similarly backscattered light observed during a short interval of time has come from a short length of the fiber. Temperature-dependent changes in the light spectrum occur during backscattering. By analyzing these changes, it is possible to determine the temperature of the fiber at the point where the backscattering occurred. The resulting temperature measurement is described as a distributed measurement because it is made at all points along the fiber.

This method is the basis for the new distributed temperature systems that are increasingly being deployed in the oil field and many other disciplines ranging from civil engineering to aviation safety. The first commercial oilwell installation of a distributed temperature system (DTS) was in Canada in 1996 for monitoring a steam-assisted, gravity-drained well. More than 350 wells have been instrumented to date.

DOWNHOLE EQUIPMENT FOR COILED TUBING APPLICATION

Implementation of fiber optic technologies for coiled tubing has required additional adaptation to be done. As the result, the system has been designed around a set of optic fibers inside a 1.8 mm outer diameter (OD) inconel tube. The fiber carrier provides support within the CT and isolation from the fluids pumped throughout the operation. Although up to 7 fibers can be packed inside the inconel carrier, only four were used for the operations described in this paper. Two of the fibers are used at all times to provide two ways communications with the tool. The rest of the fibers can be used for non-conventional applications or left as backup in the event of one of the fiber optic failing during the life of the CT string. Figure 1 shows a configuration of an iCoil string.

Two different sizes of bottom hole assemblies with built-in check valves are used: 43 and 54 mm OD. The 54 mm OD tool is capable of providing downhole temperature readings, downhole pressure, both inside and outside the tool, and has Casing

колонны, он определяет только значения давления внутри или снаружи инструмента, для него предел проходного отверстия составляет 10,3 мм, что ограничивает возможность пропуска под ним инструмента с шариковым механизмом активации.

Приборы обоих диаметров состоят из двух отдельных частей: соединителя-переходника ГНКТ, который одновременно служит кабельным вводом при выходе кабеля из ГНКТ, и комплекта электронного оборудования, состоящего из модуля связи и передатчиков. Входящий в состав электронного оборудования аккумулятор обеспечивает электропитание для электронных элементов прибора. Прибор с наружным диаметром 54 мм имеет дополнительный элемент, расположенный ниже комплекта электронного оборудования, который содержит датчик локатора муфт колонны.

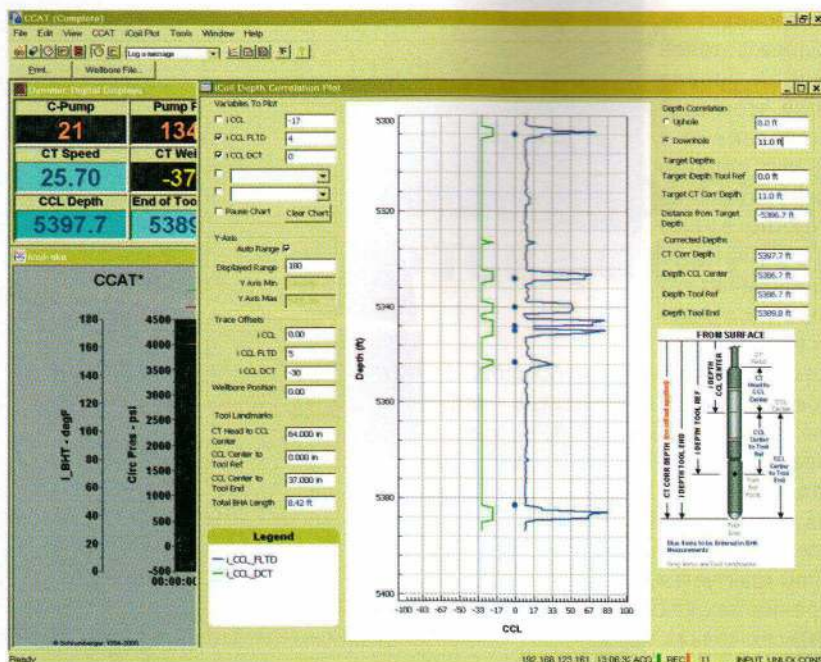


Рис 2. Привязка по глубине с локатором муфт в реальном времени
Fig. 2. Tying of depth with collar locator in real-time mode

Collar Locator (CCL) capabilities. The minimum restriction through the larger tool is 17.5 mm, allowing for ball-operated tools to be run below the fiber optics sub. The 43 mm OD tool does not have CCL capabilities, has only one pressure reading (either inside or outside the tool) and has a minimum restriction of 10.3 mm, limiting options in ball-operated tools run below it.

Both sizes of tool have two distinct sections, the CT head, which provides for a CT connector and at the same time houses the termination of the fiber optic coming out of the CT, and the electronic package, which includes the downhole communications module and transducers. A battery included in the electronic package provides the power for the electronic components. The 54 mm OD tool has an extra component below the electronic package, housing the CCL sensor.

Another communication module is mounted on the CT reel enclosure, after a pressure bulkhead that provides similar function to the one used for CTL purposes. The module receives and sends data from and to the tool attached at the other end of CT through the fiber optic bundle. The module is also equipped with a wireless communication bridge enabling it to send and receive data to and from the Control Cabin. This ability eliminates the need of a reel collector. On the Control Cabin, a wi-fi router is utilized to receive and send data to the communication module in the reel. The acquisition and recording software, installed in a desktop or laptop computer, is utilized to display and monitor job parameters. The acquisition and recording software has been modified to include the ability to send commands to the downhole tool, such as to change the sensitivity of the CCL during the job.

ASSOCIATED SURFACE EQUIPMENT

Another communication module is mounted on the CT reel enclosure, after a pressure bulkhead that provides similar function to the one used for CTL purposes. The module receives and sends data from and to the tool attached at the other end of CT through the fiber optic bundle. The module is also equipped with a wireless communication bridge enabling it to send and receive data to and from the Control Cabin. This ability eliminates the need of a reel collector. On the Control Cabin, a wi-fi router is utilized to receive and send data to the communication module in the reel. The acquisition and recording software, installed in a desktop or laptop computer, is utilized to display and monitor job parameters. The acquisition and recording software has been modified to include the ability to send commands to the downhole tool, such as to change the sensitivity of the CCL during the job.

OPERATIONS PERFORMED – FIELD TEST IN ALASKA

The fiber optic enabled CT system was brought to the Alaskan North Slope on March 2005. A total of 27 CT jobs were performed from 3/29/2005 – 4/9/2005 and 7/9/2005 – 8/2/2005. Type of jobs included fill clean-outs, nitrified fill cleanouts, junk basket, ice plug, distributed temperature logging, acidizing, fishing, and milling. During those periods, 5 runs were made with 43 mm OD BHA and 42 runs were with 54 mm OD. Downhole pressure and temperature data was successfully acquired and displayed on surface, real-time, for all the jobs performed. The same was true for the CCL data on those jobs where the 54 mm OD tool was used.

One of the main goals of the field test was to determine the uses and benefits of the system for day-to-day CT operations.

НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Модуль связи с прибором установлен на корпусе барабана ГНКТ, который выполняет функции, аналогичные приемнику сигнала по каротажному кабелю в ГНКТ. Модуль получает и отправляет данные от прибора, прикрепленного к другому концу ГНКТ через оптоволоконный кабель. Модуль также оборудован беспроводным узлом связи, с помощью которого передаются и принимаются данные от пульта управления. Это избавляет от необходимости устанавливать проводной приемник сигнала на барабане. Пульт управления использует беспроводной маршрутизатор для получения и отправки данных на модуль связи на барабане. Для просмотра и контроля параметров работ используется специальное программное обеспечение, установленное на настольном или переносном компьютере. Программы для сбора и записи данных были модифицированы с целью обеспечения возможности отправлять команды скважинному прибору, например, для изменения чувствительности локатора муфт при проведении работ.

ПОЛЕВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НА АЛЯСКЕ

Работы с ГНКТ, оснащенными оптоволоконным кабелем были применены на Северном Склоне на Аляске в марте 2005 г. В периоды с 3.29.2005 по 4.9.2005 и с 7.9.2005 до 8.2.2005 гг. было проведено 27 операций с использованием ГНКТ. Объем работ состоял из очистки забоя, азотной очистки, спуска шламоловителей, удаления ледяных пробок, проведения каротажа распределенной температуры, кислотной обработки, ловильных работ и фрезерования. За указанный срок 5 спусков произвели с КНБК НД 43 мм и 42



спуска с КНБК НД 54 мм. Для всех проводимых работ были успешно собраны в режиме реального времени и переданы на поверхность данные о скважинном давлении и температуре. Аналогичные данные были собраны для локатора муфт с применением прибора НД 54 мм.

Одной из основных задач при проведении полевых испытаний было определение возможностей и преимуществ применения технологии при ежедневных операциях с ГНКТ. Помимо прочего, передача скважинных данных и данных из устья позволили добиться следующих результатов.

- Определить изменение реологических свойств флюида во время операции путем точного расчета снижения давления из-за трения ГНКТ по данным давления циркуляции по давлению внутри прибора.
- Проводить корреляцию по глубине в реальном времени по диаграммам локатора муфт или по длине НКТ, как показано на рис 2.
- Расчет фактической гидравлической мощности в л.с. по промывочной насадке/колонны НКТ путем подсчета разницы в давлении внутри и снаружи КНБК. С помощью данных величин также можно оценить функциональность обратных клапанов.
- Расчет качества скважинного флюида для проведения азотированной промывки. Расходы подачи флюида скорректированы для оптимизации промывки.
- Обновление базы скважинных данных по давлению и температуре.

УДАЛЕНИЕ ЛЕДЯНОЙ ПРОБКИ – ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЗАБОЕ

При полевых испытаниях были удалены две ледяные пробки. По стандартной процедуре в таких случаях используют нагретое дизельное топливо в качестве жидкости обработки скважины. Дизельное топливо нагревают до ~60 °C (140 °F) и закачивают в скважину с помощью установки тепловой обработки через ГНКТ. Стандартный агрегат ГНКТ не позволяет проследить изменение температуры нагретого дизельного топлива во время прокачки через ГНКТ и при возвращении жидкости на устье. Кроме того, в данном случае необходимо обратить внимание на наличие слоя вечной мерзлоты, что ведет к образованию ледяных пробок.

Данные о температуре на забое, передаваемые в реальном времени, и полученные с помощью оптоволоконного кабеля в ГНКТ, позволили понять температурные изменения нагретого дизельного топлива, подаваемого через промывочную насадку, что показано на рис 3. График составлен по данным, полученным при проведении работ по удалению ледяной пробки. Глубина пробки составила 102 м (335 футов). Для удаления пробки топливо нагрели до 60 °C (140 °F) и закачали в скважину через ГНКТ. При удалении первой пробки, когда температура на устье составляла 60 °C (140 °F), темпе-

Among other uses, the real-time surface and bottom hole data helped to:

- Identify fluid rheology changes during the job, by being able to accurately calculate the friction pressure drop through the CT, using circulation (pump) pressure and downhole pressure inside the tool.
- Perform real-time depth correlation to baseline CCL log or tubing tally, as shown in Figure 2.
- Calculate actual Hydraulic Horse Power across the nozzle/toolstring, by being able to acquire the differences in pressure inside and outside the BHA. Check valves functionality can also be evaluated using these values.
- Calculate actual bottom hole fluid quality for nitrified clean out. The fluid and nitrogen rates were then adjusted to optimize the clean out.
- Update BHP and BHT database of the wells.

ICE PLUG JOB – BOTTOM HOLE TEMPERATURE BEHAVIOR

There were two ice plug jobs executed during the field test. Standard Operating Procedure (SOP) in the field for this type of job is to utilize heated diesel as the treatment fluid. Diesel is heated up to ~60 °C (140 °F) and pumped by hot oil unit through the coiled tubing. With conventional Coiled Tubing Unit (CTU), there is no information about how the temperature of the heated diesel changes as it pumped down the coiled tubing and circulated back to surface. This case become more interesting with the existence of permafrost layer in the North Slope, where the ice plug usually occurred.

Real-time BHT data from the fiber optic enabled coiled tubing was utilized to understand what happens with heated diesel at the end of the nozzle, as shown in Figure 3. This plot was extracted from one of the ice plug jobs during the field test. Here, the first ice plug was tagged at 102 m (335 ft). Diesel was heated to 60 °C (140 °F) and pumped through the CT to remove the plug. When the diesel at surface reached 60 °C (140 °F) for the first time, the BHT was 17 °C (63 °F). This first

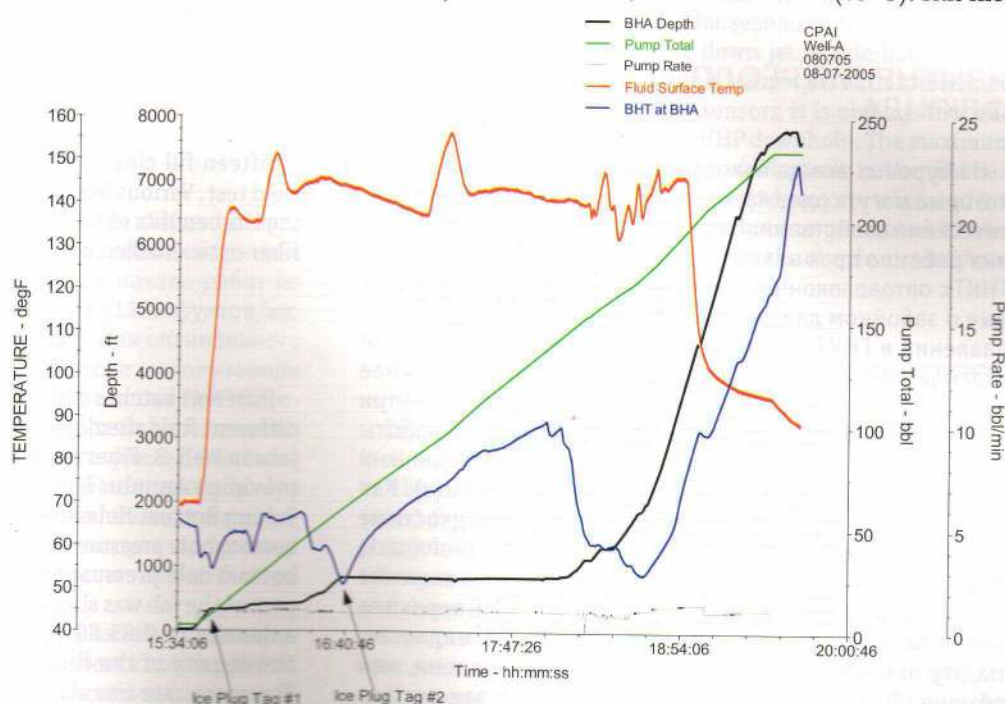


Рис 3. График изменения температуры жидкости на поверхности и на забое при удалении ледяной пробки

Fig. 3. Temperature curve of fluid on a surface and on a bottom when ice plug extract

температура на забое равнялась 17°C (63°F). Благодаря недостаточной твердости пробку удалили дизельным топливом, нагретым до 17-19°C (63-67°F). Вторая пробка находилась на глубине 250 м (825 футов). Для удаления хватило температуры 30°C (87°F). Потребовалось 10 куб. м (64 барреля), или два объема ГНКТ, чтобы поднять температуру дизельного топлива на забое с 11°C (52°F) до 30°C (87°F), хотя на поверхности температура топлива была 60°C (140°F). Скорость закачки составляла 159 л/мин. (1 барр./мин.).

На графике наглядно показаны потери температуры при возвращении жидкости на устье через ГНКТ. Хотя температура жидкости при возврате на устье или при ее закачке может превышать 38°C (100°F), значение температуры на забое существенно ниже, притом в течение длительного времени. Еще одна интересная тенденция – относительно высокая скорость снижения температуры жидкости по мере спуска ГНКТ в глубь скважины.

РАБОТЫ ПО ПРОМЫВКЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Во время полевых испытаний было проведено 15 работ по промывке ствола скважины. По результатам работ были сделаны важные выводы в отношении преимуществ, предлагаемых технологией передачи данных в реальном времени по ГНКТ с оптоволоконным кабелем.

ИЗМЕНЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ФЛЮИДА

На буровых всегда находятся емкости или резервуары, которые могут содержать жидкости с различными реологическими свойствами. На рис. 4 показан момент проведения работ по промывке ствола в скважине В. Применение ГНКТ с оптоволоконным кабелем позволило получить данные о забойном давлении в затрубье (АНБНП) и забойном давлении в ГНКТ (СТБНП). Забойное давление в затрубье указывает на давление снаружи КНБК, тогда как забойное давление в ГНКТ указывает на значение давления внутри КНБК. В качестве рабочей жидкости для этой работы использовалось дизельное топливо с антифрикционными присадками, плотностью 0,83 (6,9 фунтов на галлон). Как показано на рис. 4, во время работ плотность жидкости не меняли. Скорость закачки насоса также не изменялась, примерно равнялась 318 л/мин. (2 барр./мин.). Снижение скорости закачки наблюдалось один раз при переключении от одной емкости к другой для забора жидкости. На эту операцию было затрачено больше времени, чем обычно. При сравнении данных до и после замены емкостей стало очевидно, что во второй жидкости В потери давления на трение увеличились. Значения плотности жидкости, скорости закачки, забойного давления в затрубье и забойного давления в ГНКТ были относительно неиз-

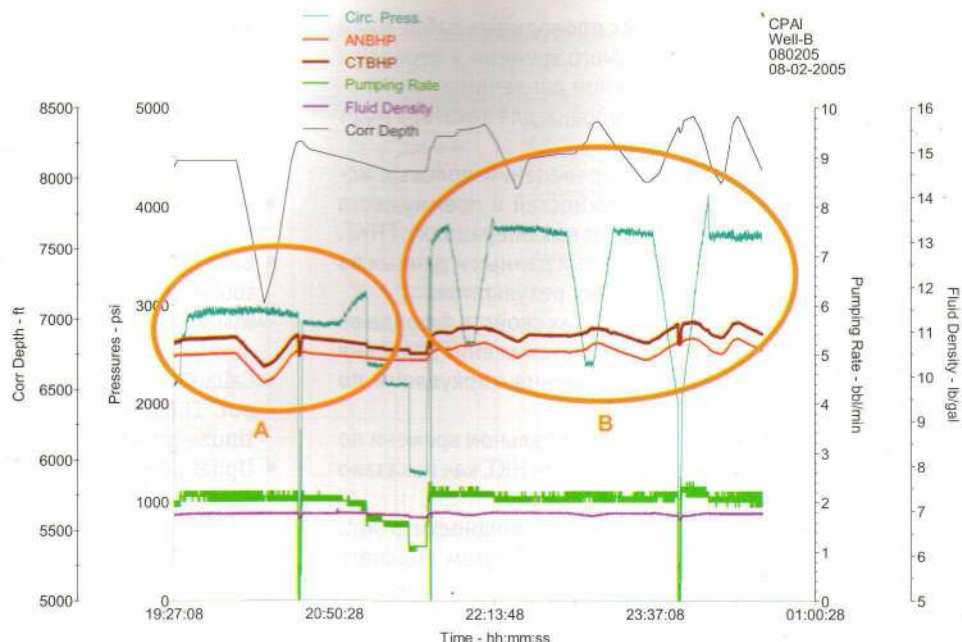


Рис 4. График изменения реологических свойств жидкости

Fig. 4. Graph of behaviour of fluid rheologic properties

ice plug/hydrates was not really hard as it was removed with 17-19°C (63-67°F) diesel. The second ice plug was tagged at 250 m (825 ft). The plug was removed with 30°C (87°F) diesel. It took 10 m3 (64 bbls) or around 2 times coiled tubing volume of 60°C (140°F) diesel at surface to raise the diesel BHT from 11°C (52°F) to 30°C (87°F). Pumping rate throughout this job was 159 l/min (1 bpm).

This graph dramatically illustrates the heat loss to the fluids returning uphole along the CT. While the return temperature and pump temperature can be well above 38°C (100°F), the bottom hole temperature is substantially less for a relatively long time. Another interesting trend is how rapidly the bottom hole temperature dropped as the CT was lowered deeper into the well.

FILL CLEAN-OUT JOBS

Fifteen fill clean-out (FCO) jobs were executed during the field test. Various lessons were learned from these jobs regarding the benefits of having real-time bottom hole data from the fiber optic enabled coiled tubing.

FLUID RHEOLOGY CHANGES.

Different batches or different tanks on location may contain different fluid rheology. Figure 4 shows a snapshot from a FCO jobs in Well-B. Fiber optic enabled coiled tubing was utilized, providing Annulus Bottom Hole Pressure (ANBHP) and Coiled Tubing Bottom Hole Pressure (CTBHP). ANBHP represents the bottom hole pressure outside the BHA while CTBHP represents bottom hole pressure inside the BHA. Treatment fluid in this part of the job was slick diesel (diesel with drag reducer) with a density of 0.83 SG (6.9 ppg). During this part of the job, the density of the fluid was constant, as shown in Figure 4. The pump rate was also constant, around 318 l/min (2 bpm). The reduction in pump rate in the picture was the time when a fluid swap from one source tank to the other source tank occurred. The time was longer than normal to give more time to the ground crew to prepare for the swap. Comparing the



менными, тогда как давление промывки достигало 54 мПа (800 фунтов/кв. дюйм). Соответственно разность объясняется различными реологическими свойствами жидкостей.

ОЦЕНКА И СРАВНЕНИЕ НАСАДОК

На рис. 5 показан график, полученный при работах по промывке в скважине С. Основное отличие между двумя операциями заключалось в применении разных типов насадок. В первом случае применялась стандартная промывочная насадка центробежного действия с наружным диаметром 58,4 мм, во втором – насадка с нижними направленными форсунками с наружным диаметром 63,5 мм. Во втором случае насадка имеет одно отверстие с внутренним диаметром 2,4 мм и четыре отверстия с внутренним диаметром 3,2 мм. По данным забойного давления в затрубе и внутри ГНКТ, полученным с помощью скважинных датчиков, очевидно, что насадки с нижним расположением форсунок создают большую мощность струи жидкости. Максимальное дифференциальное давление в случае насадок центробежного действия составило 1,35 Мпа (200 фунтов/кв. дюйм) при подаче 318 л/мин. (2 барр./мин.), т.е. всего 9,8 л.с. (13,3 кВт) гидравлической мощности, тогда как во втором случае дифференциальное давление составило 9,2 мПа (1350 фунтов/кв. дюйм) при подаче 190 л/мин. (1,2 барр./мин.) или 49,7 л.с. (67,6 кВт) гидравлической мощности.

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА СКВАЖИННОГО ФЛЮИДА

На рис. 6 показан график выполнения работ по азотированной промывке в скважине D. Это скважина с очень низким забойным давлением. До начала работ по расчетам давление составляло 7,6 мПа (1122 фунтов/кв. дюйм) на глубине 2822 м (9260 футов). Для оптимального подбора соотношения жидкости и азота использовали ГНКТ с оптоволоконным кабелем. Технология ГНКТ с оптоволоконным кабелем передавала в реальном времени данные о забойном давлении и температуре, а датчики на устье показывали устьевое давление и температуру. Эти данные позволили рассчитать качество пены как на устье, так и на конце ГНКТ. Комплексный модуль программы сбора данных на пульте управления позволил быстро провести все расчеты.

Как видно на изображении, значения забойной температуры и давления в области насадок меняются по ходу работ. Эти два параметра влияют на качество рабочей жидкости. С помощью данных, поступающих через оптоволоконный кабель, оператор агрегата ГНКТ смог поддерживать качество пены на уровне 60% в течение всего времени работ. Поддержка стабильного качества пены достигается путем

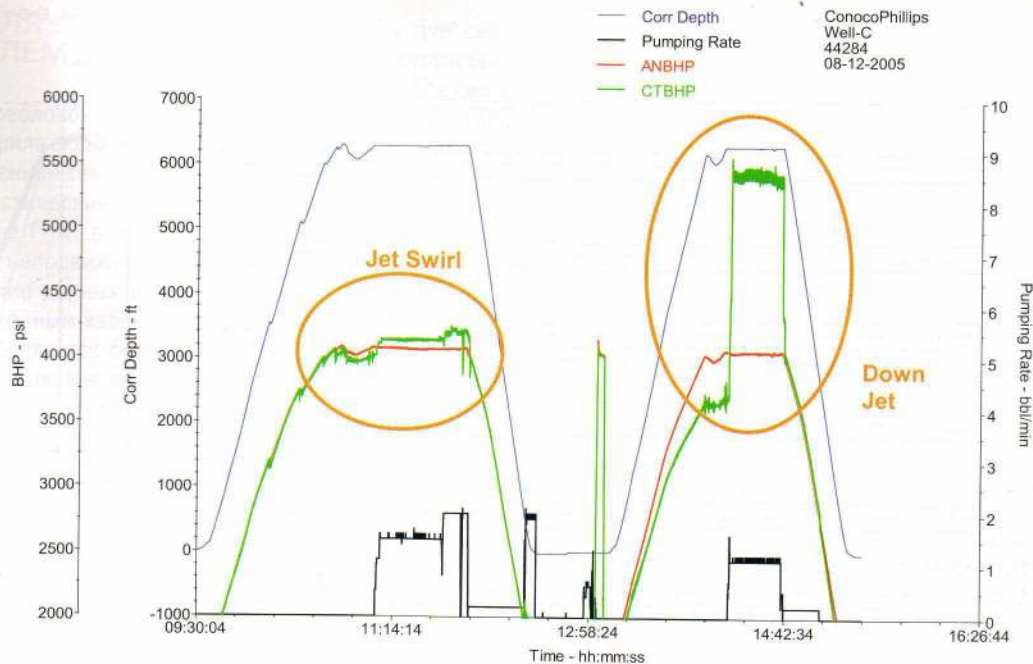


Рис 5. Дифференциальное давление для двух насадок ГНКТ
Fig. 5. Differential pressure for two CT nozzles

data prior to and after the swap, it is obvious that there was an increase in friction pressure from fluid B. Density, pumping rate, ANBHP, and CTBHP stay relatively constant while the circulating pressure increases around 54 atm (800 psi). The difference would have to be the rheological properties of the two fluids.

NOZZLES EVALUATION/COMPARISON

Figure 5 shows a snapshot of two runs from FCO jobs in Well-C. The only main difference between those two runs is the type of nozzle utilized. In the first run, a typical 58.4 mm OD jet swirl nozzle was used and in the second run, a 63.5 mm OD down jet nozzle was used. The down jet nozzle has 1 orifice with 2.4 mm ID and 4 orifices with 3.2 mm ID. With ANBHP and CTBHP data from the downhole sensors, it is obvious that the down jet nozzle generates more HHP downhole. The maximum pressure differential across the jet swirl nozzle in the first run was 13.5 atm (200 psi) at 318 l/min (2 bpm), for a total of 9.8 HHP, while the down jet in the second run generated 92 atm (1350 psi) pressure differential across the nozzle at 190 l/min (1.2 bpm), for 49.7 HHP.

DOWNHOLE FLUID QUALITY CONTROL

Figure 6 shows a snapshot from a Nitrified FCO job in Well-D. This well has a very low bottom hole pressure. Prior to the job, estimated BHP was 76 atm (1122 psi) at 2822 m (9260 ft). Fiber optic enabled coiled tubing was utilized in this job to ensure proper combination between liquid and nitrogen rate. Fiber optic enabled coiled tubing provided real time BHT and BHP data at the end of CT and surface gauge provided WHP and Surface Temperature. With this four data, actual foam quality can be calculated for both, at surface and at the end of CT. An integrated module in the acquisition software, available in the control cabin made this calculation easy.

As can be seen in the picture, BHP and BHT at the nozzle are changing during the job. These two parameters affect

комбинирования скорости закачки жидкости и азота на устье на основе переданных в реальном времени данных через кабель в ГНКТ. Во время работ закачка жидкости происходила при 95 л/мин. (0,6 барр./мин.), тогда как скорость закачки азота варьировалась в пределах 8,5-10 стандартных куб.м/мин. (300-350 стандартных куб. футов/мин.).

По окончании работ колонной ГНКТ промыли скважину до 2852 м (9357 футов) измеренной глубины. До начала работ отмеченная глубина составляла 2827 м (9275 футов).

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ

Еще одной целью полевых испытаний было понять эксплуатационные ограничения или выгоды системы, а также ее совместимость со стандартными приборами и жидкостями. Во время полевых испытаний были сделаны следующие наблюдения.

- Во время работ движение флюида происходило без ограничений – это значит, что присутствие оптоволоконного кабеля не влияет на скорость закачки.
- Во время закачки кислоты, азота и промывки скважины применение трубки из «Инконеля» доказало свою эффективность в качестве защиты оптоволоконного кабеля.
- Во время полевых испытаний не наблюдалось провисания оптоволоконного кабеля.
- Установленный аккумулятор позволяет проводить передачу данных непрерывно с начала и до конца работ.

ДАЛЬНЕЙШИЕ КВАЛИФИКАЦИОННЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Хотя предел прочности оптоволоконного кабеля относительно невысок, считалось, что существующий диаметр и тенденция кабеля прилегать к стенке ГНКТ обеспечат ему защиту от гидродинамического сопротивления тяжелым или вязким жидкостям при их прокачке через ГНКТ. Однако при полевых испытаниях не решились проверить истинность данного положения на действующей скважине при цементных работах. Поэтому было решено провести такое испытание в резервной скважине.

Испытание на совместимость с цементом было проведено при закачке 4,8 куб м (30 баррелей) (полный объем ГНКТ) раствора плотностью 1,98 (16,6 фунтов/галлон) через ГНКТ НД 51 мм со скоростью закачки 278 л/мин (1,75 барр./мин.), что эквивалентно скорости потока в объеме 238 л/мин. (1,5 барр./мин.) внутри ГНКТ диаметром 38 мм. Операция была проведена на глубине 1524 м (5000 футов) (измеренная глубина) в вертикальной скважине. О размещении цемента можно было судить по данным давления на устье и в скважине – внутри и снаружи инструмента. При данной работе негативных последствий не наблюдалось.

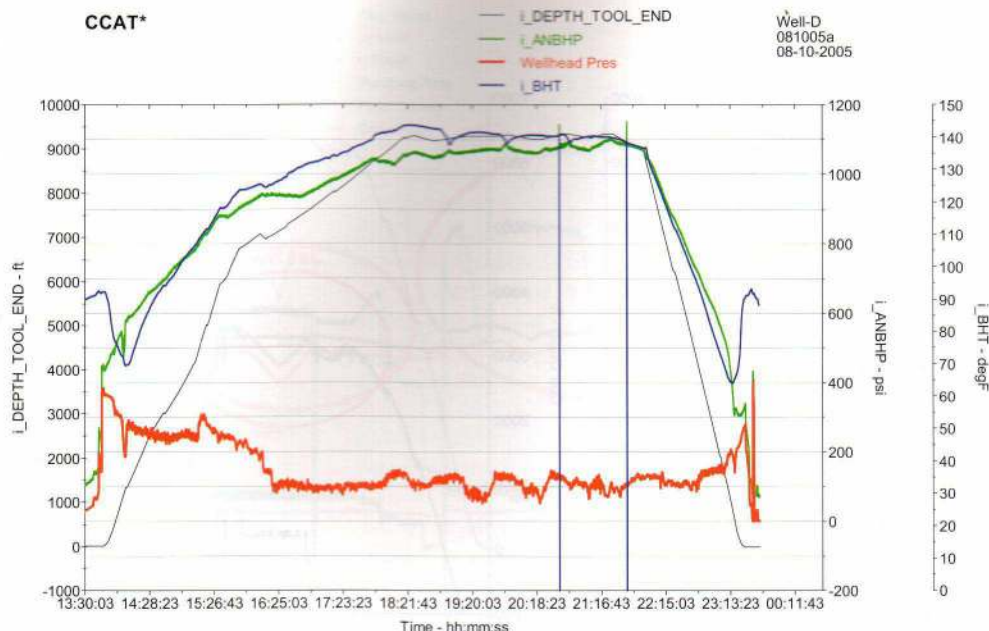


Рис 6. График изменения забойного давления и температуры при проведении азотированной промывки

Fig. 6. Bottom-hole pressure and temperature curves when Nitrified FCO jobs

the foam quality of the treatment fluid. Using data provided by fiber enabled coiled tubing, the CT operator was able to maintain around 60% quality fluid at the nozzle at all times. This stable foam quality can be maintained by adjusting the combination between liquid rate and nitrogen rate at surface, based on real time data from the fiber optic enabled coiled tubing. During this job, the liquid rate was held constant at 95 l/min (0.6 bpm) while adjusting the nitrogen rate from 8.5-10 (300-350 scf/min).

At the end, CT was able to clean the well down to 2852 (9357 ft). MD. Prior to the job, the last tag was 2827 m (9275 ft).

OPERATIONAL LIMITS

Other goal of the field test was to understand the operational limitations or benefits of the system and its compatibility with common CT downhole tools and fluids. The main observations during the field test were:

- No flow restriction was noticed within the CT string during operations, meaning that there is no effect on normal pumping rate due to the presence of fiber optic line.
- Pumping regular acid, nitrogen and fill cleanout jobs proved the effectiveness of the protection provided by the inconel tube to the fiber optic.
- No slack management of the fiber optic was required throughout the Field Test.
- Current battery life allows for continuous data transmission, from job start to job end.

FURTHER QUALIFICATIONS

Although the strength limit of the fiber optic carrier is relatively low, it was believed that its size coupled with its tendency to cling to the CT walls, would probably protect it from the drag effect that a heavy and/or viscous fluid would exert while being pumped through the CT. However, the Field Testing team was reluctant to put the theory to test on



ПОЛУЧЕНИЕ ПРОФИЛЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ КАБЕЛЕМ В ГНКТ

Входящий в состав ГНКТ оптоволоконный кабель также позволяет получать данные о профиле скважинной температуры. Данные измерения распределенной температуры по скважине представляют собой статистические величины, поэтому для получения данных колонна ГНКТ в течение некоторого времени должна находиться в неподвижном состоянии. При продлении времени регистрации данных и при увеличении длины исследуемых оптоволоконным кабелем участков распределение температуры определяется более точно. Время сбора спектральных характеристик, как правило, составляет 1 час, но может как ограничиваться несколькими секундами, так и длиться несколько часов. При правильном осреднении данных температура на глубине 4870 м может быть определена с точностью до 0,1°C. После расчетов данные о температуре можно наблюдать на дисплее прямо на буровой, их можно сохранить для дальнейшего анализа, также они могут быть переданы в реальном времени через модем или пульт управления. Кроме того, полученные данные могут быть соотнесены с динамическими параметрами, переданными скважинными приборами через ГНКТ. Данные профиля распределения температуры по всей глубине скважины позволяют принимать оперативные решения в реальном режиме времени. Например, о результатах кислотной обработки призабойной зоны можно судить только после окончания работ, но тогда уже поздно вносить в программу какие-либо изменения, так как все химические растворы закачены. Поэтому основной задачей в таких случаях становится необходимость определить маршрут движения закачиваемой жидкости и, например, в случае ее ухода в зону поглощения принять адекватные меры: применить специальные отклонители для перенаправления жидкости, спустить ГНКТ до другой точки, изменить скорость закачки или даже целиком поменять график закачки. Все это возможно сделать благодаря получаемым в реальном времени данным, интерпретация которых позволяет дать правильную оценку событиям и принять верные решения.

По мере увеличения объемов бурения скважин большей глубины, наклонных или горизонтальных скважин проведение каротажных работ становится все более затруднительным. В таких скважинах данные о распределении температуры, получаемые во время спуска ГНКТ, могут дать ценную информацию о характеристиках притока, газопроявлениях и механической целостности оборудования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основное применение указанная технология найдет в той же области, где традиционно применяется ГНКТ с каротажным кабелем. Однако на современном этапе представленная технология, в этой статье, позволяет получить и передать на поверхность ограниченный комплекс данных, связанных с указанием расположения муфт, скважинным давлением и температурой. При этом очевидно, в каком направлении будут вестись дальнейшие разработки оборудования. Цель будущих приборов – обеспечить получение данных, которые на сегодняшний день получают с помощью электрического кабеля, импульсной телеметрии или при помощи приборов с ЗУ.

В дальнейшем возможности программного обеспечения отправлять и принимать информацию могут быть использованы для проведения более сложных операций, например, для управления работой надувных пакеров, что избавит от необходимости сбрасывать шарики для приведения в действие подземного оборудования.

a 'live' cement operation. So it was decided to have the test conducted off line.

The cement compatibility test was performed by circulating 4.8 m3 (30 bbls) (CT total volume) of 1.98 SG (16.6 ppg) slurry @ 278 l/min (1.75 bpm) through a 51 mm OD CT (fluid velocity equivalent to 238 l/min (1.5 bpm) inside a 38 mm CT). This was performed @ 1524 m (5,000 ft) measured depth in a vertical (test) well. The position of the cement throughout the test could be inferred by looking at the pressure trends in surface and down hole (inside and outside the tool). No adverse effects were noted during the test.

DISTRIBUTED TEMPERATURE PROFILE WITH COILED TUBING

Being employed as the part of coiled tubing dtring, the fiber optic cable still has all the capacities to read the distributed temperature profile of the well. DTS temperature measurement is statistical, thus, requiring the CT string to be in steady position for a certain time period. Extending the acquisition time or sampling longer sections of fiber results in more-accurate temperature measurements. Spectrum acquisition times are typically about 1 hr, but can be as little as 7 sec or as long as a few hours. With suitable averaging, the temperature at the end of a 4870 m (16,000-ft) long well can be resolved to better than 0.1°C. Once computed, the temperature data can be displayed on site, stored for later analysis, or transmitted in real time using a modem or a supervisory control and data acquisition system link similar to dynamic parameters from coiled tubing down-hole equipment. DTS temperature surveys from total depth to wellhead can allow taking real time decisions based on reservoir response. For instance, the results of matrix treatments only are seen when the job finished and its to late to changesomething in the program and all the chemical fluids are already being pumped. The principal idea is to determine where the treatment fluid is going during the operation – the thief zone; improving the performance by pumping diverters, moving the coil to another point, change pumping rates or even change the pumping schedule; all this will be received real-time and the data will make the proper interpretations of the information on the process.

With an increasing number of wells being drilled with long, high-deviation or horizontal intervals, conventional production logging can be difficult. In these wells, a DTS provides continuous information during the same run with CT string on inflow characteristics, gas breakout and mechanical integrity.

CONCLUSION

The main application of this system falls in the same arena as traditional CTL operations. However, current state of the technology presented in this article limits the data that can be acquired and transmitted uphole to CCL, pressure and temperature. The obvious development path for future tools is the ability to provide the same measurements that have, until now, been acquired and transmitted via electric cable, mud pulse telemetry, or by use of memory tools.

Further down the road, the bi-direction command and control capabilities of the software could be used to enhance the operation of more complex tools like inflatable packers, minimizing the need to use balls to activate specific tool functions.

ХАРАКТЕРИСТИКИ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК, НАИБОЛЕЕ ШИРОКО ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ

Данная публикация в прошлом номере нашего журнала вызвала большой интерес у читателей. Но возникли вопросы по поводу критериев отбора представленной в ней техники. В связи с этим необходимо подчеркнуть, что в таблице приведены характеристики лишь тех колтюбинговых установок, которые представлены на российском рынке нефтегазового сервиса в количестве более 5 единиц техники, находящейся в эксплуатации на сегодняшний день. Не вошли в нее установки, находящихся в эксплуатации в количестве 5 единиц или менее, а также экспериментальные, опытные образцы и проектируемые новые установки.

Производитель	Группа ФИД	Группа ФИД	Фидмаш NOV	Hydra Rig
Обозначение	M10	M20	MK20T	HR440
Класс	Легкий	Средний	Средний	Средний
Шасси	МАЗ 631708 (6x6)	МЗКТ 652712 (8x8)	МЗКТ 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6)
Двигатель	ЯМЗ-7511	ЯМЗ-7511	ЯМЗ-7511	CUMMINS
Мощность двигателя, л.с.	240	400	400	475
Максимальное тяговое усилие инжектора, кН	120	240	270	270
Скорость подачи гибкой трубы, м/сек	0,01 – 0,80	0,01 – 0,80	0,01 – 0,80	0,02 – 1,2
Диаметр гибкой трубы, мм	19,10 – 44,45	19,10 – 44,45	19,10 – 44,45	25,4 – 44,45
Максимальное давление на устье скважины, МПа	70	70	70	70
Емкость узла намотки для трубы 38,1 мм, м	2200	3800	5000	4000
Габаритные размеры, мм, не более				
- длина	10900	13000	15000	13000
- ширина	2500	2500	2500	2700
- высота	4200	4500	4500	4500
Масса полная, кг, не более	33700	46000	59000	40000
Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, тм	18	18	31.5	17

На фото: инжектор с тяговым усилием 24 т
на испытательном стенде
Фото предоставлены СЗАО «ФидМаш»





MANUFACTURER'S SPECIFICATIONS MOST WIDELY SOLD CTUS IN RUSSIA

Present article published in our previous issue was of great interest among our readers. But there were some questions concerning selection criteria of the equipment represented in the article. We should stress that we published characteristics only of the coiled tubing plants which were represented at the Russian oil and gas service market at the amount more than 5 units being exploited nowadays. We didn't publish the characteristics of experimental units and of the units being projected.

Manufacturer	FID Group	FID Group	Fidmash NOV	Hydra Rig
Model	M10	M20	MK20T	HR440
Class	Lightweight	Medium Weight	Medium Weight	Medium Weight
Chassis	MAZ 631708 (6x6)	MZKT 652712 (8x8)	MZKT 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6)
Engine	YAMZ-7511	YAMZ-7511	YAMZ-7511	CUMMINS
Engine power	240 HP	400 HP	400 HP	475 HP
Injector Head Pull Capacity	27,000 lbs	54,000 lbs	60,000 lbs	60,000 lbs
Coiled Tubing Speed, feet per minute	2 – 160	2 – 160	2 – 160	4 – 265
Coiled Tubing Size OD	3/4" – 1 3/4"	3/4" – 1 3/4"	3/4" – 1 3/4"	1" – 1 3/4"
Maximum Wellhead Pressure	10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi
Reel capacity for 1 1/2" OD tube	7,200 ft	12,470 ft	16,400 ft	13,200 ft
Maximum overall dimensions				
- length	430"	510"	590"	510"
- width	100"	100"	100"	105"
- height	166"	177"	177"	177"
Maximum gross weight	74,300 lbs	101,400 lbs	130,000 lbs	88,000 lbs
Crane Capacities Maximum	36,000 lbs	36,000 lbs	60,000 lbs	34,000 lbs

Pictures: injector with 24 ton lifting capacity
on the test bench

Photos permitted by CJSC FIDMash



ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ ПО УГЛУБЛЕНИЮ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ КРС

Осадчук В.А.
ОАО «Сургутнефтегаз»

Osadchuk V.A.
Surgutneftgaz

COILED TUBING WELL SERVICE UNITS IN BOTTOM HOLE DEEPENING.

В настоящее время во всем мире при бурении, заканчивании, эксплуатации и ремонте скважин все большую популярность приобретает использование колтюбинговых установок. Благодаря своим высоким эксплуатационным качествам, легкой приспособляемости к работе и преимуществам экологического характера колтюбинг из обычного инструмента для очистки скважин становится эффективным средством решения множества задач при выполнении нефтегазопромысловых операций. Эти достоинства колтюбинга, в свою очередь сказываются на экономических показателях, обеспечивая существенную экономию затрат.

В ОАО «Сургутнефтегаз» колтюбинговые установки используются для проведения работ по КРС и резке боковых стволов силами бригад УЗБС (Управления по забурированию боковых стволов) и КРС.

В данной статье будут освещены технические характеристики, технология применения, а также рассказано об одной из новых технологий по углублению забоя скважины (вскрытию продуктивного пласта на депрессии) с применением колтюбинговой установки для капитального ремонта скважин в СУПНП и КРС (Сургутском управлении повышения нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин) ОАО «Сургутнефтегаз».

КРАТКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИСПОЛЗУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В ОАО «Сургутнефтегаз» работает двенадцать колтюбинговых бригад, называемых «Непрерывная труба». Эксплуатацию ведет Сургутское УПНП и РС. Каждый комплекс включает в себя: колтюбинговую установку, насосно-компрессорный агрегат, дополнительное оборудование, состоящее из емкости объемом 10 м³ и желобной циркуляционной системы.

Все колтюбинговое и компрессорное оборудование смонтировано на шасси грузового автомобиля с повышенной проходимостью. Общий вес установки – 43 т. На установке используется шовная труба диаметром 38 и 44 мм. Длина трубы на барабане: диаметром 38 мм – 3 800 м; диаметром 44 мм – 3 500 м.

Инжектор обеспечивает усилие для спуска колтюбинга в скважину и подъема из скважины. Его максимальное тяговое усилие – 27,2 т.; максимальное усилие толкания – 9 т.; максимальная скорость подъема – 79 м/мин.

Противовыбросовый гидравлический превентор состоит из глухих, срезных и клиновых плашек, которые заклинивают трубу перед срезанием, а также трубных плашек. Максимальное рабочее давление – 690 атм.

Установка способна производить спуск и подъем из скважины колтюбинга с сопутствующим технологическим оборудованием, обеспечивая временную или постоянную циркуляцию, при этом скважина может находиться в эксплуатации.

The coiled tubing units are currently getting more and more popular in drilling, well completion, operation and service. High operational capability, adaptability to working conditions and environmental advantages made coiled tubing an effective means for many O&G operational tasks in recent years. The advantages of coiled tubing are observed in economic performance providing for substantial savings on costs.

The company Surgutneftgaz uses CT units in well service and sidetracking. (Sidetracking and Well Service departments).

The article gives technical specifications and exposes a new technology of bottom hole deepening (depression drilling-in) with the help of well service CT unit.



SHORT EQUIPMENT SPECIFICATION.

At the moment Surgutneftgas has 12 CT teams under the common title of Continuous Tube. They are supervised by Surgut Department of Oil Recovery Enhancement and Surgut District Council. Each complex includes a CT unit, a pump and compressor unit, a tank with the capacity of 10 cubic meters and ditch mud system.

All CT and compressor equipment is mounted on a cross-country club. The total weight of the unit is 43 tons. The unit has a welded pipe of 38 and 44 mm. The payout length of 38mm tube is 3,800 m and the length of 44m tube is 3,500 m.

CT descent and ascent is provided by an injector. Its maximal traction power is 27.2 tons, maximal push power is 9 tons and the highest ascent speed is 79 m/min.

The hydraulic blowout preventer consists of dead rams, shear rams and slips, which wedge up the pipe before the cutting, and pipe rams. The maximal WP is 690 atm.

The unit provides for ascent and descent of the CT and necessary technical equipment, timely or continuous circulation without well operations stops.

We've mentioned the pump and compressor unit in CT units. It has an injection pump, an air compressor, a centrifugal pump and a displacement tank with the capacity of 5 cubic meters. The SPM pump with maximal pressure of 700 atm and maximal consumption of 530 liters per minute is used.



Как уже отмечалось, в комплексе с колтюбинговой установкой используется насосно-компрессорный агрегат. Он оснащен насосом нагнетания, воздушным компрессором, центробежным насосом и мерной емкостью объемом 5 м³. На агрегате используется насос SPM с максимальным давлением в 70 МПа и максимальным расходом в 530 л/мин.

НОМЕНКЛАТУРА РЕМОНТОВ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ ПРИ ПОМОЩИ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

Ремонт скважин с применением колтюбинговых установок в ОАО «Сургутнефтегаз» был начат 8 февраля 1994 года. Основными работами тогда были промывки гидратно-парафиновых пробок. С каждым годом в жизнь претворялись все новые идеи и технологии. На конец 2005 года номенклатура ремонтов была представлена следующими видами работ:

- промывки гидратно-парафиновых пробок;
- промывки забоев;
- освоение скважин;
- обработки призабойных зон;
- геофизические исследования нефтяных и нагнетательных скважин;
- ловильные работы в НКТ;
- разбуривание цементных мостов;
- обследование скважин печатями;
- изоляционные работы по ликвидации скважины;
- изоляция пласта цементом;
- промывка забоя от проппанта после ГРП (гидроразрыва пласта);
- перфорация скважин;
- геофизические исследования и перфорация горизонтальных скважин и боковых стволов;
- выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин;
- ремонтные изоляционные работы (РИР) по изоляции водоперетоков в горизонтальных скважинах и боковых стволах цементным раствором и АКОРОм;
- переход на вышележащий горизонт и приобщение пластов;
- опрессовка э/колонн надувным элементом малого диаметра;
- установка клапанов-отсекателей пласта;
- резка аварийной гибкой НКТ (насосно-компрессорной трубы).

В 2006 году успешно проведены опытно-экспериментальные работы по углублению забоя скважины (вскрытие продуктивного пласта на депрессии). Данную технологию мы осветим подробнее.

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

В настоящее время в ОАО «Сургутнефтегаз» для вскрытия продуктивного пласта на депрессии применяется стандартный буровой колтюбинговый комплекс, который включает в себя 64 единицы бригадного хозяйства, эксплуатируется в УЗБС и КРС. Средняя производительность ремонта одной скважины составляет 350 бр/часов (бракато-часов).

Перед специалистами СУПНП и КРС была поставлена задача произвести вскрытие продуктивного пласта на депрессии и бурение неориентированного ствола скважины при помощи колтюбинговой установки, предназначенной для КРС. Работы проводились на скважине №335 куст 3 Конитлорского месторождения.

COILED TUBING UNITS IN WELL SERVICE.

Surgutneftegaz has been applying CT units in well service since February 8. At first the company used them for washing hydrate-paraffin plugs. Gradually new ideas and technologies emerged. In late 2005 the list of services included the following types of work:

- washing hydrate-paraffin plugs;
- bottom-hole washing;
- well development;
- bottom-hole treatment;
- geophysical investigation of oil and injection wells;
- tubing fishing;
- drilling out cement plugs;
- well investigation with impression tools;
- isolation works for well abandonment;
- cement bench isolation;
- washing out propping agent from the bottom after hydrofrac;
- well perforation;
- geophysical study and perforation of horizontal boreholes and offshoots;
- conformance control in injection wells;
- insulating service for isolation of water cross-flows in horizontal boreholes and offshoots with the help of slurry and AKOR.
- switch to overlying formation;
- pressuring production strings with small-bore inflatable element;
- installation of bench safety valves;
- cutting emergency flexible stalk

This year the company successfully tested a new technology of bottom hole deepening (depression drilling-in), which will be given a more detailed specification.

TASKS AND OBJECTIVES

Today Surgutneftegaz makes use of a standard CTD complex with 64 brigade gear units for depression drilling-in, applied in oil recovery enhancement and workover. The average service productivity in 1 well is 350 standard hours.

SORDE and WO specialists were assigned to use CT service unit for depression drilling-in and uncontrolled sidetracking. The drilling was made in the well №335, lease 3 of Konitlor-skoye Field.

GEOLOGICAL AND TECHNICAL SPECIFICATION OF THE WELL

surface casing 245 mm, well	400 m
production string 146 mm, well	2682 m
technical window (kick off point)	2594-2598 m
extension pipe, diameter 102 mm, well	2893,16 m
T/F sidetrack 16	2887 m
sidetrack	2594-2598 m
plateau	2887-2897 m
false bottom	2895,16 m
current bottom hole	2895,16 m

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СКВАЖИНЫ

Кондуктор 245 мм, Нс	400 м
эксплуатационная колонна 146 мм, Нс	2682 м
техническое окно (глубина зарезки)	2594-2598 м
хвостовик диаметром 102 мм, Нс	2893,16 м
кровля пласта БС 16	2887 м
боковой ствол	2594-2598 м
пологий участок	2887-2897 м
искусственный забой	2895,16 м
текущий забой	2895,16 м
тах угол наклона скважины 71 градус	2897 м
эксплуатационный горизонт пласта	БС-16
проектный горизонт пласта	БС-16
глубина пласта по вертикали	2574,85 м
фонтанная арматура	ЗМ100-35-ХЛ корвет г. Курган
колонная головка	колонный фланец
дата ввода в эксплуатацию	18.10.1996 г.
начальный дебит	40 м ³ /сут
подземное оборудование воронка ОТМ 102	2437,37 м
пусковые муфты	700, 900 атм (70, 90 МПа)
пластовое давление	260 атм (26 МПа)
первоначальное давление опрессовки Э/К	125 атм (12,5 МПа)
допустимое давление опрессовки Э/К	100 атм (10 МПа)
ожидаемый режим:	
Q _{жид}	25 м ³ /сут
Н	1350 м
обводненность	45%

Цель ремонта: бурение неориентированного бокового ствола на депрессии на пласт БС16 в интервале 2895,16 – 2925,163 м (30 м).

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

На скважине был произведен стандартный комплекс подготовительных работ, включавший в себя несколько этапов:

- переезд бригады КРС по забурке боковых стволов;
- подготовительные работы перед КРС;
- глушение скважины;
- извлечение подземного оборудования;
- промывка забоя скважины;
- установка изоляционного цементного моста;
- спуск, ориентирование и посадка клапана-отклонителя;

max borehole deviation 71 degree	2897 m
mining level of the bench	ST-16
target horizon of the bench	ST-16
vertical bench depth	2574,85 m
X-tree	massive pool, 100-35- cold re- sistant, corvette of Kurgan
surface wellhead	landing flange
effective date	18.10.1996
flush production	40 m ³ /d
underground equipment, flowing well, but- tress thread casing 102	2437,37 m
starting clutch	700, 900 atm (70, 90 MPa)
rock pressure	260 atm (26 MPa)
initial proof pressure (production string)	125 atm (12,5 MPa)
allowable proof pressure (production string)	100 atm (10 MPa)
Anticipated state:	
drainage	25 m ³ /d
field	1350 m
water cut	45%

Aim of service: uncontrolled depression sidetracking on the bench ST 16 in the interval 2895,16 – 2925,163 m (30 meters).

PRELIMINARY WORK

A standard routine of preliminary work has been done in the well including several stages:

- Arrival of WS team for ST drilling;
- Preliminary work for well service;
- well killing;
- removing underground equipment;
- bottom hole flushing;
- installation of isolation cement plug;
- descent, positioning and setting deviator valve;
- cutting slot in the production string;
- drilling specified interval with TV system before entering lay horizon;
- liner jobs and cementing;
- descent of underground equipment.

OPERATING PROCEDURES OF CT WELL SERVICE TEAM

- arrival of CT team;
- preliminary work before service;
- BHA descent down to false bottom with industrial water circulation;
- shift to water-free oil production stage;
- selection of the best drilling modes;
- revelation and drilling the producing horizon in the interval 2895-2925 m (30 meters);
- well clean-up with the help of starting clutches and with fluid level shooting;



- вырезание окна в Э/К;
- бурение с телесистемой заданного интервала до входа в продуктивный горизонт;
- спуск и цементирование хвостовика;
- спуск подземного оборудования.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ КОЛТЮБИНГОВОЙ БРИГАДЫ КРС

- Переезд колтюбинговой бригады;
- подготовительные работы перед РС;
- спуск компоновки низа бурильной колонны до искусственного забоя с циркуляцией на технической воде;
- перевод объема скважины на безводную нефть;
- выбор оптимальных режимов бурения;
- вскрытие и бурение продуктивного горизонта в интервале 2895-2925 м (30 м);
- снижение уровня жидкости в скважине по пусковым муфтам с отбивкой уровней;
- геофизические исследования (гироскоп и инклинометрия).

КОМПОНОВКА НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

- Соединительный коннектор для колтюбинга диаметром 44 мм;
- гидравлический аварийный разъединитель;
- утяжелительная штанга длиной 1 м;
- двигатель винтовой забойный ДР-73.4/5.42, ООО «ВНИИБТ» Буровой инструмент;
- долото диаметром 85 мм.

ПАРАМЕТРЫ БУРЕНИЯ

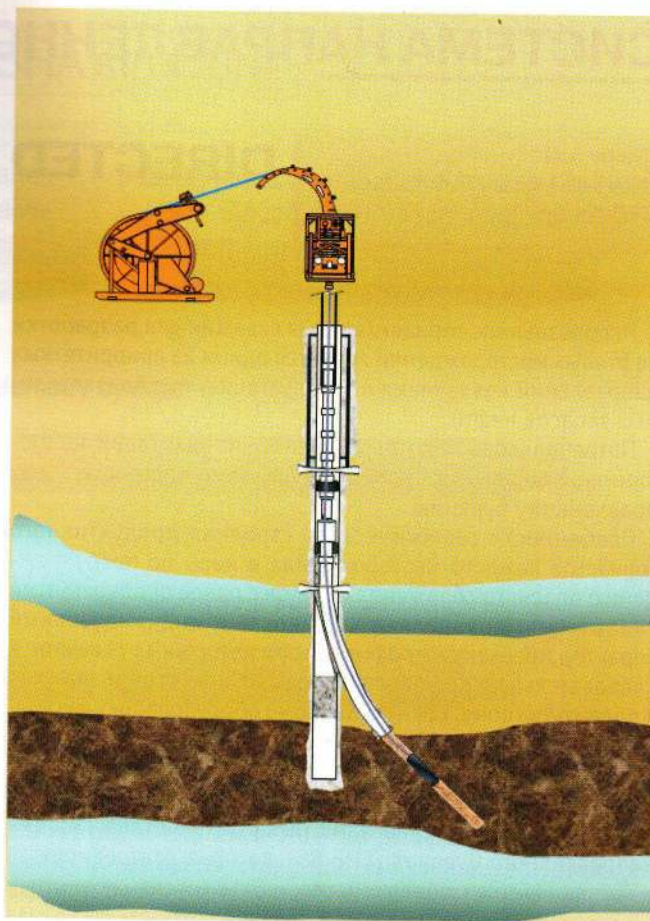
Буровой раствор	нефть
содержание воды в буровом растворе	3,7%
расход жидкости	200 л/мин
давление на выкиде	150 атм (15 МПа)
нагрузка на долото по ГИВ (гидравлическому индикатору веса)	250-1500 кг
механическая скорость проходки	1 м/ч

В процессе бурения через каждые 10 м проходки для выноса взвешенных частиц прокачивали пачку нефти с загустителем VG + в $V=2 \text{ м}^2$.

В итоге на работы по бурению данной скважины при помощи колтюбинговой установки, предназначенной для КРС, было затрачено 176 бр/часов, что в среднем в 2 раза меньше продолжительности ремонта буровой колтюбинговой бригадой. При этом у бригады с колтюбинговой установкой для КРС средняя стоимость 1 бр/часа в среднем в 2 раза меньше по сравнению с буровым колтюбинговым комплексом.

В настоящее время скважина эксплуатируется при помощи ЭЦН 5-30-1750, $Q=29 \text{ м}^3/\text{сут}$, $N_{\text{дин}}=1280 \text{ м}$, обводненность 1%.

За годы работы с колтюбинговой установкой в ОАО «Сургутнефтегаз» накоплен огромный опыт и в настоящее время колтюбинговыми установками выполняется практически весь перечень работ традиционного КРС.



- geophysical researches (gyroscope and directional survey).

BOTTOM HOLE ASSEMBLY

- CT connector with the diameter of 44 mm;
- emergency hydraulic disconnecter;
- 1m-long weighting stem;
- screw downhole motor, bit reamer -73.4/5.42, "ВНИИБТ", Drill tool;
- bore bit with the diameter of 85 mm.

DRILLING PARAMETERS

Drill fluid	oil
drilling fluid water content	3,7%
fluid consumption	200 l/min
top hole pressure	150 atm (15 MPa)
pressure on the bit according to hydraulic weight indicator	250-1500 kg
bit penetration	1 m/h

Portions of oil with densifier (VG + в $V=2 \text{ м}^2$) were pumped every 10 meters of penetration in order to delete suspended particles

CT drilling with the help of CT service unit took 176 standard hours, which is twice less than the average CT drilling time. And the average cost of 1 standard hour of the CT service unit work is twice less than that of usual CT drilling complex.

At the moment the well is exploited with the help of ESR 5-30-1750, $Q=29 \text{ м}^3/\text{д}$, dynamic water level =1280 m, water cut 1%.

During many years of testing CT units Surgutneftgaz accumulated rich experience and applies them for all types of traditional well service.

Salov A.G.,
Novinka Unitary Enterprise,
FID Group

DIRECTED DRILLING SYSTEM

Использование горизонтальных скважин для разработки нефтяных месторождений является одним из приоритетных направлений вовлечения в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов нефти.

Потребовалось некоторое время для адаптации коiled tubing техники к процессу бурения, в частности – направленному бурению.

Особенности геологического строения продуктивного горизонта каждого месторождения и меры по предупреждению опасного сближения стволов с ранее пробуренными скважинами определяют сложность и индивидуальный характер проектных профилей горизонтальных скважин, а следовательно и предъявляют повышенные требования как к поверхностному, так и глубинному оборудованию, инструменту и навигационной аппаратуре, разрабатываемой для данного вида работ.

Для эффективного бурения и возможности контролировать его направление нами была разработана система направленного бурения (СНБ 89), которая контролируется и настраивается с поверхности.

At present horizontal wells are one of the top priorities for recovery of difficult and bypassed oil reserves.

It took time to modify the coiled tubing equipment and make it suitable for drilling operations, in particular – for directed drilling.

Some features of a pay horizon's geological structure of each oilfield and preventive measures, taken to avoid dangerous proximity of boreholes to previously drilled wells are the factors, which determine complexity and specific conditions of horizontal wells and, hence, stiffen the requirements to surface and subsurface equipment, tools and navigation devices, designed for this type of works.

We managed to develop a Directional Drilling System (DDS 89), which enables efficient controlled-angle drilling.



НАЗНАЧЕНИЕ

1. Бурение горизонтальных и наклонно-направленных скважин

Система направленного бурения используется для ремонта

PURPOSE

1. Drilling of horizontal and slanted wells
Directional Drilling System is used for repairing and plac-

Состав/Structure

Наземный комплекс/
Above-ground installation
КНБК/ВНА
Программное обеспечение/
Software

Наземное оборудование
и программное обеспечение/
Surface equipment and software

Электрический канал связи/
Electric communication line

Блок датчиков ориентации/
Orientation sensors unit

Блок датчиков нагрузки и давления/
Pressure and load sensors unit

Блок датчиков для каротажа/
Logging sensors unit

Блок приема-передачи/
Receive-transmit unit

Ориентатор/Orientator

Циркуляционный клапан/
Circulation valve

Разъединитель/
Disconnecter

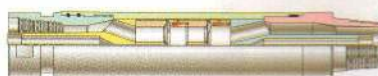


Состав КНБК/BHA structure

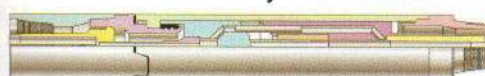
Соединитель с БДТ/
Flush-joint long-length pipe connector



Обратный клапан/
Non-return valve



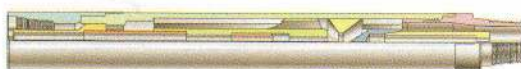
Разъединитель аварийный электрический/
Electric safety disconnecter



Система телеметрии/Telemetry system



Циркуляционный клапан/Circulation valve



Ориентатор/Orientator



и включения в эксплуатацию выработанных скважин, пробуренных традиционным способом. Это достигается при помощи забуривания боковых стволов по малому радиусу и вскрытия пластов на депрессии. Кроме того, при помощи системы можно осуществлять вскрытие продуктивных слоев для новых скважин.

2. Обеспечение прохождения скважины по заданной траектории

3. Контроль внутрискважинных параметров

Точный контроль положения долота достигнут новым, электрически управляемым ориентатором. Это устройство позволяет достигнуть точной установки положения режущей поверхности, что дает возможность проводить скважину по наиболее гладкой траектории, максимально приближенной к желаемой. Наш ориентатор рассчитан на непрерывную работу, что позволяет осуществлять ориентацию в процессе бурения.

Кроме того, КНБК оснащена рядом датчиков для точного контроля положения и внутрискважинных параметров.

4. Оптимизация процесса бурения

СНБ 89 использует все преимущества проводной телеметрии для получения данных в реальном времени и оперативного управления процессом бурения.

ing on production of dead wells, which were drilled using conventional methods. This can be achieved by means of small-radius sidetracking and underbalanced formation drilling. Besides this system can be used for pay beds penetration with the purpose of new wells construction.

2. Facilitating of hole-making along a set path

3. Control over downhole parameters

Owing to a new, electrically-controlled orientator it became possible to carry out precise control of the bit position. This device also renders possible to set the position of the cutting edge most precisely, which it turn enables the operator to drill a hole along the most smooth path, approaching the ideal one. Our orientator can work in the continuous mode, which makes possible orientating directly in the process of drilling.

Besides BHA is equipped with a number of sensors for precise control over the position and downhole parameters.

4. Optimization of the process of drilling

DDS 89 puts to use all the advantages of the wire telemetry for real-time data acquisition and operative control of the drilling process.

STRUCTURE

СОСТАВ

• Наземный комплекс

Включает модуль приема-передачи данных и персональный компьютер для управления процессом бурения.

• КНБК

• Программное обеспечение к ней

• Above-ground installation

Including: a data receive/transmit module and a PC for drilling process control,

• BHA

• Appropriate software

The data from the BHA-installed orientation, load, pressure and logging sensors are transmitted to the receive/transmit module, and then – through an electric communication line – to the above-ground installation. According to these data the operator generates corrected commands and sends them to the controllable BHA modules: an orientator, a circulation valve and a disconnecter.

Данные с датчиков ориентации, нагрузки, давления и каротажа, расположенных в КНБК, поступают в блок приема-передачи. Затем по электрическому каналу связи на наземное оборудование. Оператор по результатам данных формирует скорректированные команды и посылает их на управляемые модули КНБК: ориентатор, циркуляционный клапан и разъединитель.

Технические показатели	Значение
Длина с ВЗД, м	10,5
Диаметр наружный, мм	89
Допустимая осевая нагрузка растяжения, кН	450
Допустимая осевая нагрузка сжатия, кН	100
Максимальный крутящий момент ориентатора, Нм	1450
Угол поворота ориентатора, °	полнооборотный
Допустимая интенсивность набора угла, °/30 м	50
Максимальный расход рабочей жидкости, л/мин	675
Максимальное давление рабочей жидкости, МПа	40
Температура эксплуатации, °С	от -10 до +120
Вибрация, g (10-2000 Гц)	10
Одиночный удар, g	40
Диапазоны измерения	
Зенитный угол, °	(0-120) ±0.1
Азимут, °	(0-360) ±1
Нагрузка на долото, кН	(±100) ±1%
Крутящий момент, Нм	(±2000) ±1%
Давление, МПа	(0-60) ±0.25%
Гамма-излучение, мкР/ч	(0-250) ±5%

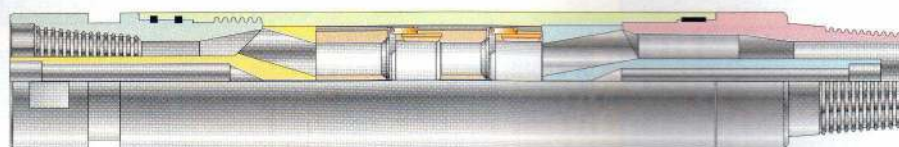
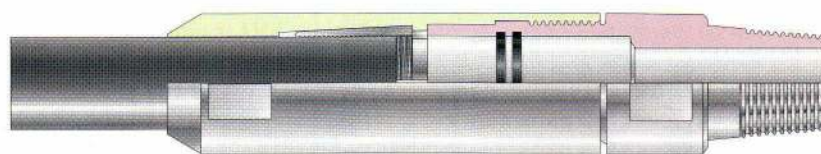
Technical data	Value
Length incl. the screw downhole motor, m	10,5
Outside diameter, mm	89
Permissible axial tensile load, kN	450
Permissible axial compressive load, kN	100
Maximal orientator torque, N•m	1450
Orientator turning angle, °	full-turn
Permissible inclination angle increase, °/30 m	50
Maximal working fluid consumption, l/min	675
Maximal working fluid pressure, MPa	40
Operating temperature, °C	от -10 до +120
Vibration, g (10-2000 Hz)	10
Single impact, g	40
Effective range	
Inclination angle, °	(0-120) ±0.1
Azimuth, °	(0-360) ±1
Bit weight, kN	(±100) ±1%
Torque, N•m	(±2000) ±1%
Pressure, MPa	(0-60) ±0.25%
Gamma-radioactivity, microrentgen/hour	(0-250) ±5%

КНБК

КНБК состоит из: соединителя с БДТ, обратного клапана, разъединителя аварийного электрического, системы телеметрии, клапана циркуляционного, ориентатора.

Технические показатели КНБК

Соединитель с БДТ представляет собой соединение цангового типа и предназначен для жесткого соединения КНБК с БДТ как в осевом, так и в радиальном направлениях.



Обратный клапан, который служит для предотвращения выброса нефтепродуктов через БДТ при превышении пластового давления над давлением рабочей жидкости в БДТ, состоит из двух секций обратных клапанов. Сдублированность секций объясняется повышением надежности работы клапана.

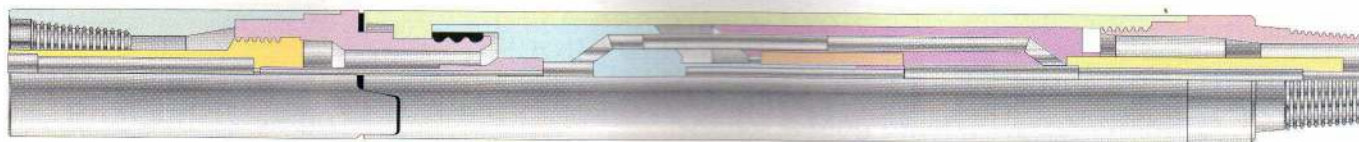
ВНА

BHA consists of the following components: A flush-joint long-length pipe connector, an electric safety disconnecter, a telemetry system, a circulation valve and an orientator.

Technical characteristics of BHA.

A flush-joint long-length pipe connector is a collet-type connection used for making a rigid coupling of BHA with a flush-joint long-length pipe both in axial and radial directions.

A non-return valve, which is used for prevention of blowout through the flush-joint long-length pipe in cases, when the formation pressure exceeds the pressure of the working fluid in the flush-joint long-length pipe. The valve consists of two segments of non-return valves. Doubled segments are used to improve reliability of valve's operation.

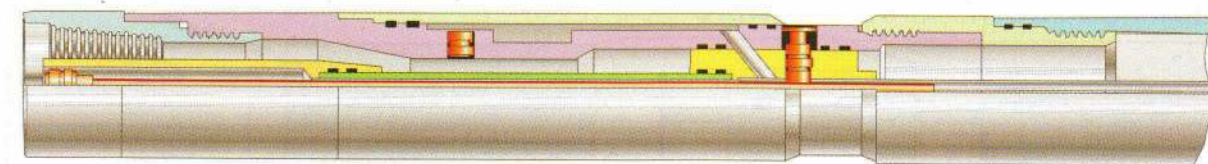


Разъединитель аварийный электрический. При бурении наклонных и горизонтальных скважин возникают аварийные ситуации прихвата одного из элементов КНБК в скважине, когда усилия инжектора не хватает для извлечения КНБК. Тогда по команде «сверху» дается сигнал на срабатывание разъединителя и происходит освобождение БДТ от остальных элементов КНБК.

Вместо электрического разъединителя может устанавливаться механический разъединитель разрывного принципа действия, срабатывающий при превышении растягивающего усилия.

An electrical safety disconnect. When drilling slanted and horizontal wells one can encounter different emergencies, such as sticking of one of the BHA components in the well, when the injector's force applied is not enough to pull out BHA. In this case it is possible to send a command from the surface, which actuates the disconnect and the flush-joint long-length pipe can be released from the other components of BHA.

A mechanical disconnect of breaking type, which is actuated in case of excess tensional force detection, can be used instead of an electrical disconnect.

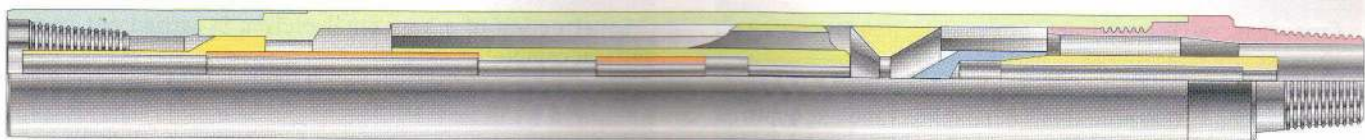


Система телеметрии предназначена для управления процессом бурения и получения данных в процессе бурения. Система телеметрии обеспечивает измерение следующих параметров:

- азимут;
- зенитный угол;
- угол установки отклонителя;
- естественная гамма-радиоактивность породы;
- нагрузка на долото;
- крутящий момент на долоте;
- давление в трубе;
- давление в затрубье (забойное давление);
- уровень вибрации КНБК;
- температура на забое;
- связь осуществляется по высокоскоростному кабельному каналу и обеспечивает получение данных в реальном времени.

A telemetry system is used for exercising control over the drilling process and real-time data acquisition. The system provides for measuring of the following parameters:

- Azimuth
- Inclination angle
- Whipstock orientation angle
- Natural rock gamma-radioactivity
- Bit weight
- Bit torque
- Pipeline pressure
- Annulus pressure (downhole pressure)
- Level of BHA vibration
- Downhole temperature
- The connection is realized through a high bit rate cable channel, which makes possible receiving data in the real-time mode.



Клапан циркуляционный служит для изменения направления движения бурового раствора. В закрытом положении клапана буровой раствор подается на забойный двигатель, в открытом – сбрасывается в затрубье, что необходимо для устранения опасности прихвата при остановленном забойном двигателе. Конструкция клапана обеспечивает многократное срабатывание механизма, что позволяет сохранять циркуляцию при спуске-подъеме инструмента, не включая в работу винтовой забойный двигатель.

A circulation valve serves for changing of the drilling mud flow direction. If the valve is closed, then the drilling mud is fed to the downhole motor, if it is open, then the drilling mud is discharged into the annular space, which is necessary for elimination of the possibility of sticking, when the downhole motor is stopped. The valve construction provides for multiple mechanism actuations. This helps to maintain circulation while pulling-and-running of the tools without using a screw downhole motor.

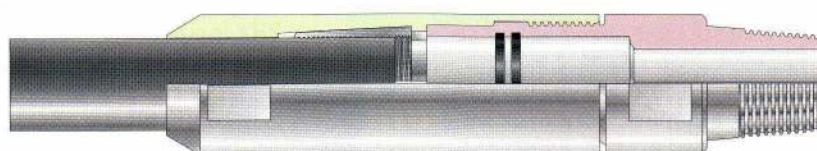
Технические показатели	Значение
Длина с ВЗД, м	10,5
Диаметр наружный, мм	89
Допустимая осевая нагрузка растяжения, кН	450
Допустимая осевая нагрузка сжатия, кН	100
Максимальный крутящий момент ориентатора, Нм	1450
Угол поворота ориентатора, °	полнооборотный
Допустимая интенсивность набора угла, °/30 м	50
Максимальный расход рабочей жидкости, л/мин	675
Максимальное давление рабочей жидкости, МПа	40
Температура эксплуатации, °С	от -10 до +120
Вибрация, g (10-2000 Гц)	10
Одиночный удар, g	40
Диапазоны измерения	
Зенитный угол, °	(0-120) ±0.1
Азимут, °	(0-360) ±1
Нагрузка на долото, кН	(±100) ±1%
Крутящий момент, Нм	(±2000) ±1%
Давление, МПа	(0-60) ±0.25%
Гамма-излучение, мкР/ч	(0-250) ±5%

Technical data	Value
Length incl. the screw downhole motor, m	10,5
Outside diameter, mm	89
Permissible axial tensile load, kN	450
Permissible axial compressive load, kN	100
Maximal orientator torque, N•m	1450
Orientator turning angle, °	full-turn
Permissible inclination angle increase, °/30 m	50
Maximal working fluid consumption, l/min	675
Maximal working fluid pressure, MPa	40
Operating temperature, °C	от -10 до +120
Vibration, g (10-2000 Hz)	10
Single impact, g	40
Effective range	
Inclination angle, °	(0-120) ±0.1
Azimuth, °	(0-360) ±1
Bit weight, kN	(±100) ±1%
Torque, N•m	(±2000) ±1%
Pressure, MPa	(0-60) ±0.25%
Gamma-radioactivity, microrentgen/hour	(0-250) ±5%

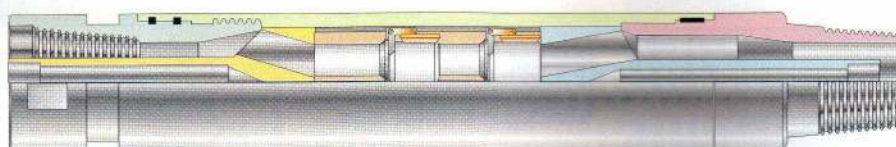
КНБК

КНБК состоит из: соединителя с БДТ, обратного клапана, разъединителя аварийного электрического, системы телеметрии, клапана циркуляционного, ориентатора.

Технические показатели КНБК



Соединитель с БДТ представляет собой соединение цангового типа и предназначен для жесткого соединения КНБК с БДТ как в осевом, так и в радиальном направлениях.



Обратный клапан, который служит для предотвращения выброса нефтепродуктов через БДТ при превышении пластового давления над давлением рабочей жидкости в БДТ, состоит из двух секций обратных клапанов. Сдублированность секций объясняется повышением надежности работы клапана.

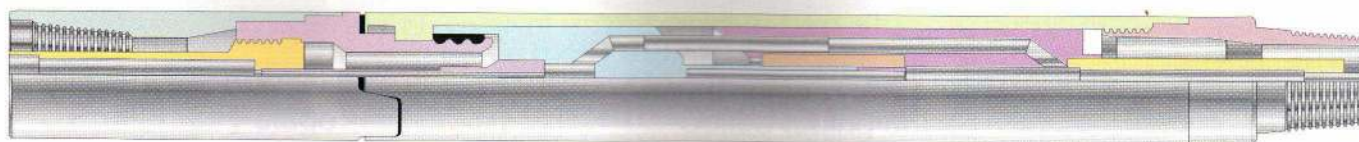
ВНА

BHA consists of the following components: A flush-joint long-length pipe connector, an electric safety disconnecter, a telemetry system, a circulation valve and an orientator.

Technical characteristics of BHA.

A flush-joint long-length pipe connector is a collet-type connection used for making a rigid coupling of BHA with a flush-joint long-length pipe both in axial and radial directions.

A non-return valve, which is used for prevention of blowout through the flush-joint long-length pipe in cases, when the formation pressure exceeds the pressure of the working fluid in the flush-joint long-length pipe. The valve consists of two segments of non-return valves. Doubled segments are used to improve reliability of valve's operation.

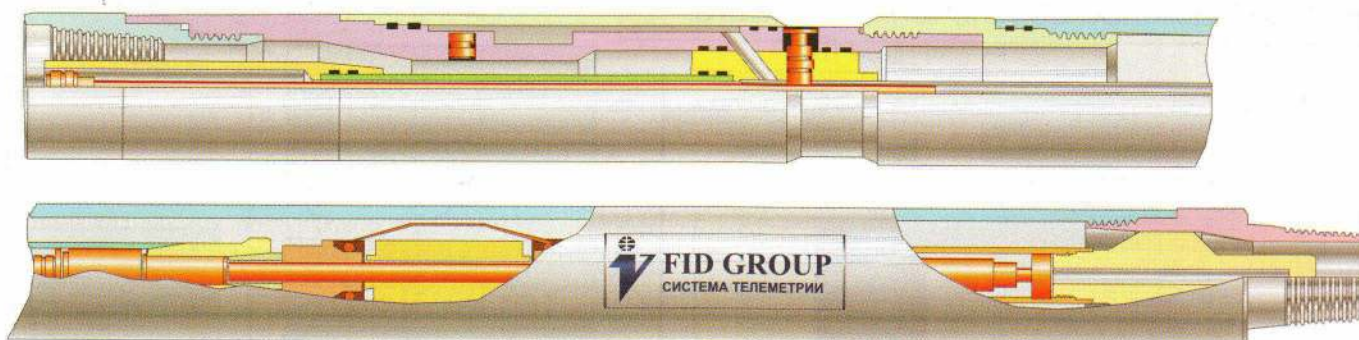


Разъединитель аварийный электрический. При бурении наклонных и горизонтальных скважин возникают аварийные ситуации прихвата одного из элементов КНБК в скважине, когда усилия инжектора не хватает для извлечения КНБК. Тогда по команде «сверху» дается сигнал на срабатывание разъединителя и происходит освобождение БДТ от остальных элементов КНБК.

Вместо электрического разъединителя может устанавливаться механический разъединитель разрывного принципа действия, срабатывающий при превышении растягивающего усилия.

An electrical safety disconnect. When drilling slanted and horizontal wells one can encounter different emergencies, such as sticking of one of the BHA components in the well, when the injector's force applied is not enough to pull out BHA. In this case it is possible to send a command from the surface, which actuates the disconnect and the flush-joint long-length pipe can be released from the other components of BHA.

A mechanical disconnect of breaking type, which is actuated in case of excess tensional force detection, can be used instead of an electrical disconnect.

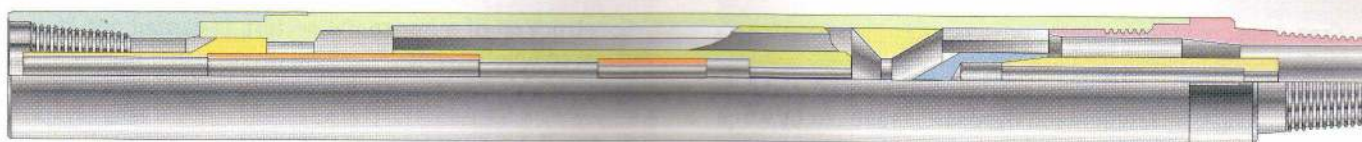


Система телеметрии предназначена для управления процессом бурения и получения данных в процессе бурения. Система телеметрии обеспечивает измерение следующих параметров:

- азимут;
- зенитный угол;
- угол установки отклонителя;
- естественная гамма-радиоактивность породы;
- нагрузка на долото;
- крутящий момент на долоте;
- давление в трубе;
- давление в затрубье (забойное давление);
- уровень вибрации КНБК;
- температура на забое;
- связь осуществляется по высокоскоростному кабельному каналу и обеспечивает получение данных в реальном времени.

A telemetry system is used for exercising control over the drilling process and real-time data acquisition. The system provides for measuring of the following parameters:

- Azimuth
- Inclination angle
- Whipstock orientation angle
- Natural rock gamma-radioactivity
- Bit weight
- Bit torque
- Pipeline pressure
- Annulus pressure (downhole pressure)
- Level of BHA vibration
- Downhole temperature
- The connection is realized through a high bit rate cable channel, which makes possible receiving data in the real-time mode.



Клапан циркуляционный служит для изменения направления движения бурового раствора. В закрытом положении клапана буровой раствор подается на забойный двигатель, в открытом – сбрасывается в затрубье, что необходимо для устранения опасности прихвата при остановленном забойном двигателе. Конструкция клапана обеспечивает многократное срабатывание механизма, что позволяет сохранять циркуляцию при спуске-подъеме инструмента, не включая в работу винтовой забойный двигатель.

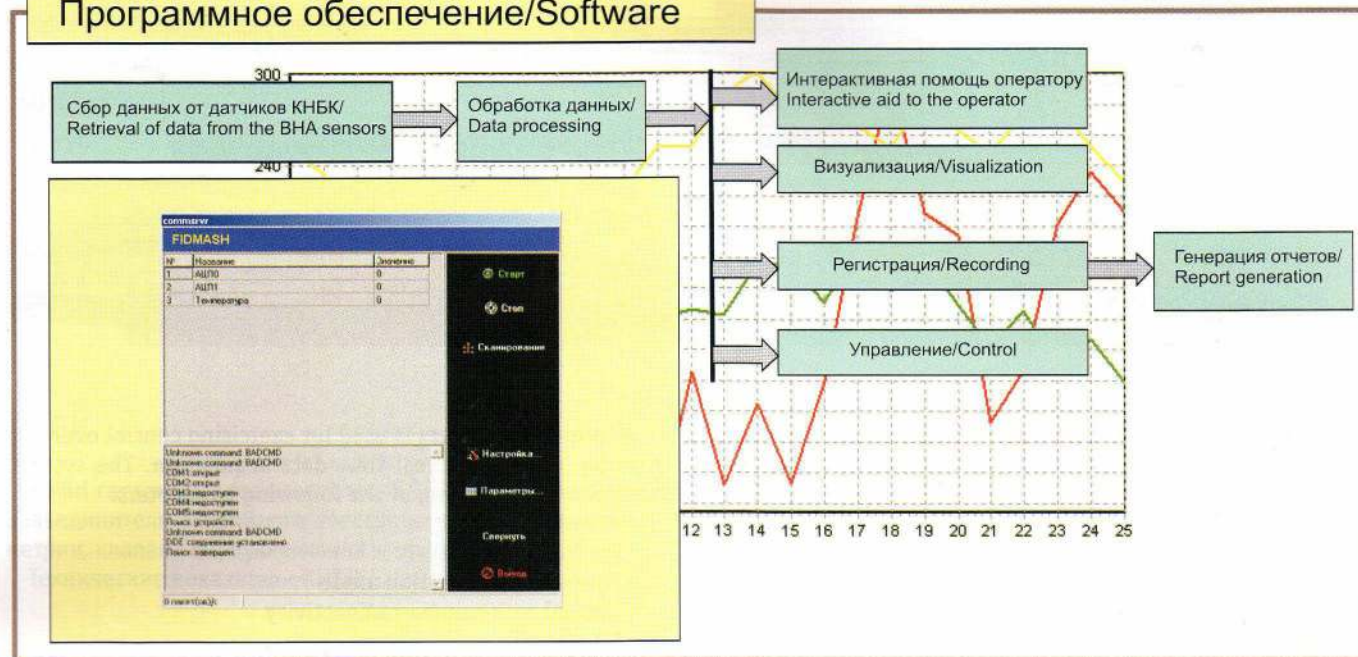
A circulation valve serves for changing of the drilling mud flow direction. If the valve is closed, then the drilling mud is fed to the downhole motor, if it is open, then the drilling mud is discharged into the annular space, which is necessary for elimination of the possibility of sticking, when the downhole motor is stopped. The valve construction provides for multiple mechanism actuations. This helps to maintain circulation while pulling-and-running of the tools without using a screw downhole motor.



Ориентатор является одним из основных узлов КНБК с применением колтюбинга и предназначен для ориентирования направления бурения или постоянного вращения забойного двигателя для обеспечения прямолинейного направления движения. Электромотор ориентатора снабжается энергией и управляется с поверхности по кабелю, пропущенному внутри колтюбинговой трубы. Точность ориентирования и возможность постоянного вращения обеспечивает проводку скважины по оптимальной сглаженной траектории, что уменьшает потери и позволяет удлинить интервал вскрытия продуктивного пласта.

An **orientator** is one of the major units of CT-conveyed BHA, meant for orientating the direction of drilling or continuous rotation of the downhole motor for ensuring of linear direction of motion. The electric motor of the orientator is power supplied and controlled from the surface by means of a cable, which is run through the coiled tubing. The accuracy of orientation and possibility of continuous rotation makes possible to carry out drilling of a hole along an optimal smooth path, which helps to reduce the losses and to expand the interval of penetration of the productive formation.

Программное обеспечение/Software



ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Программное обеспечение производит:

- сбор данных с датчиков КНБК,
- их обработку,
- а также визуализацию показаний, их регистрацию, запись и управление элементами КНБК.

Строительство горизонтального участка производится из вертикальной подготовленной скважины.

Строительство также может производиться в два этапа:

1. с помощью традиционной буровой установки бурится скважина до продуктивного пласта, обсаживается и цементируется;
2. монтируется колтюбинговый комплекс и дальнейшее бурение, в пределах продуктивного пласта, ведется на гибких трубах на депрессии.

Проект будущей (планируемой) скважины вводится в программное обеспечение, и навигационная система компоненты позволяет отслеживать положение инструмента относительно проекта и вести его (инструмент) по спроектированной скважине.

Наше предприятие также производит контрольно-регистрирующую систему.

SOFTWARE

The software is used for:

- data retrieval from the BHA sensors,
- its processing,
- visualization of the indications, their registration, recording and control of BHA components.

Construction of a horizontal section is carried out from a vertical completed well.

Construction can as well be accomplished in two steps:

1. A well is drilled by means of a conventional drilling rig, and then it is cased and cemented.
2. A coiled tubing complex is mounted and further drilling is carried out within the limits of the pay bed, conveyed by flexible pipes in underbalanced conditions.

The project of a future (planned) well is put into the software and so the navigation system of the BHA is able to track the position of the tool, compare it with the projected one and to guide the tool up and down the projected well.

Our company also produces monitoring-recording systems.



Бурение скважины в два этапа/Two-stage well drilling:

Подготовительный этап/ Preparatory stage

Бурение до кровли продуктивного пласта с серийной буровой установки
Скважину пробурить до кровли продуктивного пласта, обсадить трубами и зацементировать
Drilling to the top of pay bed with the help of a serial drilling rig
Well is drilled down to the top of the pay bed, then it is cased and cemented



Бурение по колтюбинговой технологии/ Coiled tubing drilling

Бурение по продуктивному пласту с его вскрытием при отрицательном дифференциальном давлении (на депрессии)
Pay bed drilling and exposing in underbalanced conditions (differential pressure drawdown)



Система контрольно-регистрирующая обеспечивает:

- ввод, фильтрацию и преобразование в цифровой компактный код данных, поступающих с датчиков физических величин (давления, температуры, веса и др.) и их калибровку;
- считывание значения глубины при помощи инкрементного датчика оборотов и расчет скорости спуско-подъема;
- отображение значений физических величин на дисплее;
- сохранение значений физических величин в сжатом виде на носителе (FLASH-диске);
- расчет усталости трубы;
- предупреждение о предаварийных и аварийных состояниях колтюбинговой установки;
- просмотр и вывод на печать сохраненных данных;
- печать статистических отчетов.

Данная версия используется для колтюбинговых установок, но может быть адаптирована для любых технологических операций, где необходимы считывание и запись параметров.

Выполнение работ при помощи новой технологии бурения потребует новых навыков. Для отдельных операций колтюбинговое бурение более безопасное, быстрое и экономически гораздо более эффективное по сравнению с другими технологиями.

A monitoring-recording system provides for:

- input, filtration and conversion of physical magnitude, coming from the sensors (pressure, temperature etc.) into a compact digital data code and to calibrate it appropriately;
- readout of the depth values by means of a incremental rpm sensor and calculation of the pulling-and-running operations rate;
- indication of physical magnitudes on a display;
- storing of physical magnitudes in a compressed form on a data medium (FLASH disk).
- tubing fatigue calculation;
- warning of pre-emergency and emergency status of the coiled tubing unit;
- viewing and printing of the stored data;
- printing of statistical reports.

The given version is mainly used for coiled units but can be modified for any technological operations, involving reading and storing of parameters.

The new technology of drilling requires new know ledges and skills. Application of coiled tubing can substantially improve safety, speed, performance and economical benefit of some operations as compared with other technologies.

СИСТЕМА КОНТРОЛЬНО-РЕГИСТРИРУЮЩАЯ СКР 43.00.000

Наименование технических показателей	Значение
Количество каналов ввода информации	32 аналоговых
Количество каналов вывода информации	2 аналоговых, 8 цифровых
Порты ввода-вывода	2xUSB, 2xRS232/485
Накопитель	CompactFlash 256-2048 Mb (6 месяцев непрерывной работы)
Подключаемое оборудование	VGA монитор, плоскпанельный монитор, мышь, клавиатура, звуковые устройства
Условия эксплуатации	От -40DC до +85DC
Габариты: Блок регистрации (длина x ширина x высота, мм)	300x300x200
Дисплей (длина диагонали в дюймах)	5,5

MONITORING-RECORDING SYSTEM SKR 43.00.000

Technical parameters	Value
Quantity of data input channels	32 analogous
Quantity of data output channels	2 analogous, 8 digital
Input/output ports	2xUSB, 2xRS232/485
Memory device	CompactFlash 256-2048 Mb (6 months of continuous operation)
Equipment plugged	VGA monitor, flat-panel visual display unit, mouse, keyboard, sound devices
Operating conditions	-40DC to +85DC
Dimensions: recording unit (L x W x H, mm)	00x300x200
Display (diagonal screen size in inches)	5,5

КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ УКРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА И ВОДОИЗОЛЯЦИИ БЕЗ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Шарипов А.М.
УИиРС ООО
«Ямбурггаздобыча»

Sharipov A.M.
Well Stimulation and
Repair Department of
Jamburggasprom Ltd.

INTEGRALLY DESIGNED TECHNOLOGY

OF BOTTOM HOLE FORMATION ZONE REINFORCEMENT
AND WATER SHUT OFF WITHOUT SHUT IN OF A WELL

В августе месяце 2006 года из Ямбургского газоконденсатного месторождения (ЯГКМ) добыто 3 трлн куб. м природного газа. Определенный вклад в добычу газа обеспечен за счет ремонта и вывода из бездействия газовых и газоконденсатных скважин, в том числе с применением колтюбинговых технологий. Ежегодно Управление интенсификации и ремонта скважин проводит ремонт от 50 до 80 скважин, в том числе от 20% до 30% с применением колтюбинговой техники М10 (М20).

В настоящее время на ЯГКМ с применением колтюбинговой техники проводятся следующие технологические операции.

1. Восстановление забоев газовых скважин для проведения геофизических исследований.
2. Восстановление забоев газовых скважин, укрепление призабойной зоны пласта (ПЗП).
3. Восстановление забоев газовых скважин, селективная изоляция подошвенных вод сеноманских отложений.
4. Восстановление забоев газовых скважин, установка изоляционных мостов.
5. Восстановление забоев газовых скважин, интенсификация.
6. Восстановление забоев газовых скважин, извлечение клапана-отсекателя.
7. Восстановление прохода в стволе скважины и сообщаемости с пластом.
8. Восстановление приемистости поглощающих скважин, интенсификация.
9. Растепление гидратных пробок.
10. Снижение уровня в стволе скважины азотом с целью вызова притока газа из пласта и освоения после капитального ремонта (КРС) в условиях аномально низкого пластового давления (АНПД).
11. Удаление проппантовых пробок в НКТ и забоев газоконденсатных скважин после проведения ГРП.
12. Комплексное внедрение колтюбинговой и азотобустерной техники и технологии и др.

Комплексная технология укрепления призабойной зоны пласта и водоизоляции впервые была применена на скважине № 7134 ЯГКМ в 2002 году.

Конструкция скважины:

1. Кондуктор диаметром 299 мм – 557 м.
2. Эксплуатационная колонна диаметром 219 мм – 1260 м.
3. Искусственный забой – 1247 м, текущий забой – 1190 м.
4. Интервалы перфорации – 1125-1164 м; 1171-1184 м.
5. НКТ диаметром 168 мм – 1119,46 м.
6. Пакер установлен на глубине 1091,54 – 1093,5 м.
7. Пластовое давление 4,91 МПа (на 9.07.2002 г.); газодляной контакт на глубине – 1184 м.

In August 2006 the amount of natural gas, produced by the Jamburg gas-condensate field (JGCF), totaled 3 trillion cubic meters. However a substantial share of that volume is due to repair and placing on operation of inactive gas and gas-condensate wells in some cases with the help of coiled tubing technology. Annually the Well Repair and Stimulation Department repairs 50 – 80 wells, and from 20% to 30 % of that number are repaired by means of coiled tubing technology M10 (M20).

At present the following CT conveyed technological operations are carried out in the Jamburg gas-condensate field:

1. Recovery of gas wells' bottom-holes for downhole logging.
2. Recovery of gas wells' bottom-holes, reinforcement of bottom hole formation zone.
3. Recovery of gas wells' bottom-holes, selective shut off of cenoman deposits bottom water.
4. Recovery of gas wells' bottom-holes, placing of isolation bridging plugs
5. Recovery of gas wells' bottom-holes, stimulation
6. Recovery of gas wells' bottom-holes, safety valve withdrawal.
7. Recovery of the well bore passage way and of connectivity with the formation.
8. Recovery of intake capacity of dead wells, stimulation.
9. Thawing of hydrate deposits
10. Drawdown of a well using nitrogen with the purpose of gas influx stimulation and well development after workover under the condition of abnormal formation pressure.
11. Removal of proppant blocks from the tubing string and bottom-holes of gas-condensate wells after fracturing.
12. Combined implementation of coiled tubing and nitrogen booster pumping equipment and technology etc.

Integrally designed technology of bottom hole formation zone reinforcement and water shut off was first applied in 2002 on the well № 7134 of the Jamburg gas-condensate field.

Well design:

1. Surface casing string: 299 mm – 557 m.
2. Flow string: 219 mm – 1260 m.
3. Artificial bottom hole: 1247 m in diameter.
4. Perforated interval: 1125 – 1164 m; 1171 – 1184 m.
5. Tubing string: 168 mm – 1119.46 m.
6. Packer depth: 1091.54 – 1093.5 m.





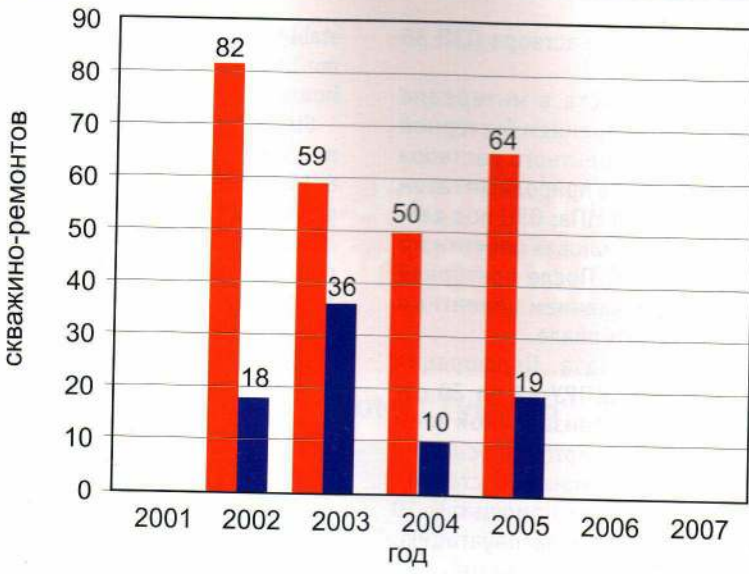
Скважина находится в бездействии (остановлена 19.12.1999) по причине выноса большого количества пластовой воды и пластового песка. Ранее на скважине проведен комплекс работ по укреплению ПЗП, блокировке ПЗП и установке водоизолирующего моста в интервале 1176-1184 м по технологии НИПИгаз. Результат отрицательный. По данным ГДИ через установку «Надым-1» установлено: дебит 322 тыс. м³ в сутки, вынос пластовой воды составляет $W_B = 2,385 \text{ см}^3/\text{м}^3$, $W_P = 149 \text{ мг}/\text{м}^3$. Минерализация воды – 22,7 г/л. Поступление воды происходит через нижние отверстия перфорации.

Для проведения работ была разработана комплексная технология укрепления призабойной зоны пласта и водоизоляция с учетом оценки объема образовавшихся каверн. Целью создания технологии является снижение затрат, достижение максимальной результативности и уменьшения сроков капитального ремонта скважин. Имеющаяся технология водоизоляции и укрепления призабойной зоны пласта с использованием подъемных агрегатов А-60/80 предполагает проведение глушения скважины, подъем лифтовой колонны НКТ, пакера, водоизоляционные работы, спуск новой лифтовой колонны, а технология с использованием колтюбинговой установки исключает глушение скважины и спуск-подъем лифтовой колонны. Работы проводились в 5 этапов.

Этап 1. Восстановление забоя скважины в интервале 1190-1250 м с применением гибких безмуфтовых длинномерных труб (БДТ) установкой М10. В качестве рабочего агента применялись двухфазные пенные системы. Для этого было приготовлено 25 м³ пенообразующего раствора с добавкой неионогенного ПАВ неонала АФ 9-12.

Этап 2. Укрепление ПЗП закачкой специальных растворов. Были приготовлены технологические растворы в расчетном объеме и закачаны под давлением в ПЗП.

Этап 3. Селективная изоляция водопритоков, создание защитного экрана. Закачка 10 м³ ст. конденсата, 1,2 м³ нижнего буферного раствора, 3 м³ селективного реагента, 1 м³ верхнего буферного раствора, 2,5 м³ ст. конденсата. Подъем БДТ до 500 м. Закачка в искусственное затрубное пространство (168 мм-38



■ общее количество скважино-ремонтов
■ количество скважино-ремонтов с применением колтюбинговых установок

Количество отремонтированных скважин УИиРС ООО "Ямбурггазодобыча" ОАО "Газпром"
Количество отремонтированных скважин УИиРС ООО "Ямбурггазодобыча" ОАО "Газпром"

7. Formation pressure: 4.91 MPa (for 9.07.2002); gas-water contact depth: 1184 m.

The well is inactive (shut in on 19.12.1999) because of high production of formation sand and water. Earlier in this well a complex of works was carried out, including reinforcement of bottomhole formation zone, blocking of bottom-hole formation zone and placing of water shut-off bridging plug in the interval of 1176 – 1184 m. by the technology of the Gas Research and Design Institute. The result of this experiment was negative. The following hydrodynamic research results were obtained with the help of Nadim-1 unit: rate of yield – 332 thousand m³/day, formation water production – $W_B = 2,385 \text{ см}^3/\text{м}^3$, $W_P = 149 \text{ мг}/\text{м}^3$. Water salinity – 22.7 g/l. Formation water flows in through

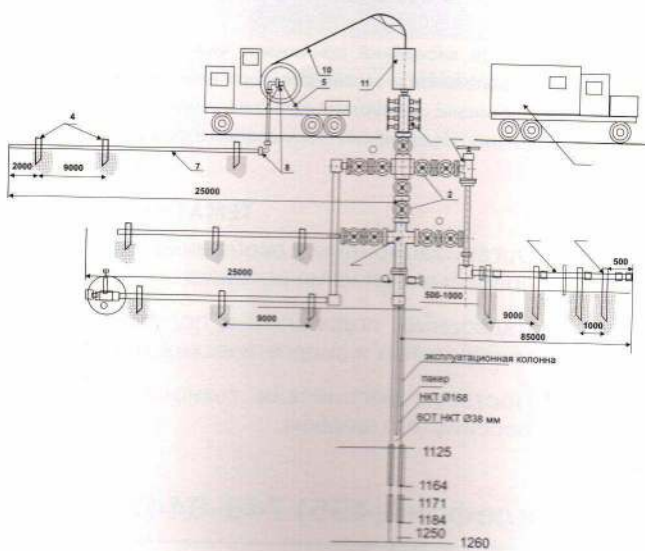
the bottom perforation holes. For this type of well an integrally designed technology of reinforcement of bottom hole formation zone and water shut off was developed in view of the number of formed caverns. The purpose of this technology development was achievement of the maximum efficiency reduction of costs and time of well workover. The existing technology of water shut off and bottom-hole reinforcement using the hoist unit F-60/80 requires well shut-down, withdrawal of the tubing string and the packer, water shut-off, running of a new tubing, whereas the CT conveyed technology makes unnecessary well shut-down and pulling-and-running of a tubing string. The works were carried out in 5 steps:

Step 1. Recovery of the bottom-hole in the interval of 1190-1250 m. using flush-joint long-length pipe with the M10 unit. Two-phase foam systems were used as a working agent. For that

purpose 25 м³ of foam was prepared with addition of non-ionic neonol surfactant AF 9-12.

Step 2. Reinforcement of the bottom-hole formation zone by means of special solutions pumping. A calculated volume of processing solution was prepared and pressure pumped into the bottom-hole formation zone.

Step 3. Selective bottom water shut off, protective shield formation. Pumping of 10 м³ of stable condensate, 1.2 м³ of lower buffer solution, 3 м³ of a selective reagent, 1 м³ of upper buffer solution, 2.5 м³ of stable condensate. Pulling out of flush-joint long-length pipe up to 500 meters. Pumping of



ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

мм) 5 м³ ст. конденсата. Реагирование раствора ПЗП 36 часов.

Этап 4. Установка цементного моста в интервале 1163 м – забой под давлением с применением бустерной установки УНГ-8/15. После закачки цементного раствора продавка раствора в ПЗП производилась природным газом установкой УНГ-8/15 под давлением 8 МПа. ОЗЦ под давлением в течении 48 часов. При этом «голова» цементного моста находилась на глубине 1182 м. После повторной закачки цементного раствора под давлением цементный мост был установлен в расчетном интервале.

Этап 5. Интенсификация притока газа. Перфорация интервала 1132-1158,6 м зарядами ЗКПРУ-42 по 20 отверстий на погонный метр. Обработка призабойной зоны (ОПЗ) закачкой 7 м³ раствора ПАВ на спиртовой основе и продавкой в пласт природным газом с помощью бустерной установки УНГ-8/15. Вызов притока газа с помощью М-10 и УНГ-8/15, освоение и ввод скважины в эксплуатацию. Проведение газогидродинамических исследований.

По данным ГДИ установлено, что скважина работает с параметрами: дебит 294 тыс. м куб. в сутки (диаметр шт. = 25 мм), депрессия – 1,51 МПа, механические примеси и вынос пластовой воды отсутствуют. По состоянию на 30.07.2006 года дебит скважины составил 200 тыс. куб. м в сутки, депрессия – 0,7 МПа. В течение 4 лет скважина работает в шлейф, дополнительная суммарная добыча газа на 1.09.2006 года составляет 338,582 млн.м³ (2002 г. – 14,790 млн. м³, 2003 г. – 79,782 млн.м³, 2004 г. – 104,427 млн. м³, 2005 г. – 90,594 млн. м³, на 1.09.2006 г. – 48,989 млн. м³). Экономический эффект от использования новой технологии – 3,094 млн руб.

stable condensate into the artificial annular space (168 mm·38 mm). Bottom-hole formation solution spending time was 36 hours.

Step 4. Placing of a cement bridging plug in the interval of 1163 m – bottom hole under pressure using booster pump unit UNG-8/15. The cement slurry was pumped and squeezed by natural gas with the help of the UNG-8/15 unit under the pressure of 8 MPa. WOC time under pressure was 48 hours. At that the depth of the “head” of the cement bridging plug was 1182 m. After pressure re-pumping of cement slurry the cement bridging plug was placed in the calculated interval.

Step 5. Stimulation of gas influx. Perforation of the 1132 – 1158 m interval was carried out by 20 charges ZKPRU-42 at a time per running meter. Bottom-hole treatment was carried out by means of pumping of 7 m³ of an alcoholic surfactant and squeezing it into formation with the help of natural gas, fed by the booster unit UNG-8/15. Stimulation of gas influx was fulfilled by means of M-10 and UNG-8/15, development and placing of a well on production. After that gas-hydrodynamic research was conducted.

According to hydrodynamic research results the well's operational characteristics were the following: rate of yield – 294 thousand of cubic meters per day (flow nipple diameter = 25 mm), depression – 1.51 MPa, no mechanical admixtures and formation water production. As for 30.07.2006 well production amounted to 200 thousand cubic meters per day, depression – 0.7 MPa. During the last four years the well has been flow-line operated, additional overall output of gas as for 1.09.2006 amounted to 338.582 million of m³ (2002 – 14.790 million of m³, 2003 – 79.782 million m³, 2004 – 104.427 million m³, 2005 – 90.594 million m³, as for 1.09.2006 – 48.989 million m³). Economic benefit of new technology application made 3,094 million roubles.



II Заседание «круглого стола» по проблемам освоения минеральных и энергетических ресурсов российского шельфа

ШЕЛЬФ РОССИИ 2006 г.

**13
декабря 2006 г.**

Под эгидой
Морской коллегии
при правительстве РФ

Организаторы:
Союз нефтегазопромышленников
России
Московский форум
нефтегазопромышленников

Информационные спонсоры:
Журналы:
«Бурение&Нефть»
«Oil&Gas Eurasia»

Взносы

Регистрационный сбор — 10 тыс. руб.
Выставочный взнос — от 40 тыс. руб.
Спонсорское участие — от 80 тыс. руб.

**Москва, «Президент отель, Волыньское»
начало 10.00 ул. Староволыньская, д. 9**

Заседания «круглого стола» «Шельф России» организуются на основании решений, принятых секретариатом Морской коллегии при правительстве РФ в 2005 г., о ежегодном проведении совещаний представителей заинтересованных организаций по проблемам освоения минеральных и энергетических ресурсов российского шельфа.

В работе заседаний принимают участие представители федеральной и региональной, исполнительной и законодательной властей, общественных организаций, средств массовой информации; руководители и специалисты производственных, проектно-конструкторских и научных объединений, организаций и финансовых структур.

ТЕМАТИКА ЗАСЕДАНИЯ

- Организационные, экономические, правовые и дипломатические проблемы освоения российского шельфа.
- Надводные, подводные и подземные способы добычи и транспорта минеральных и энергетических ресурсов на шельфе.
- Поставки российских технологий и оборудования для освоения российского шельфа.

E-mail: Al_Yudin@mail.ru

Телефон: (495) 748-8441

Т./ф.: (495) 449-1573

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ НОВЫХ МАРОК СТАЛЕЙ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ДЛИННОМЕРНЫХ ТРУБ.

ПРИМЕНЕНИЕ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ

Симанов Е.Л.
Уралтрубмаш

E. L. Simanov
Uraltrubmash

NEW STEEL GRADES FOR LONG LENGTH TUBES.

APPLICATION OF COILED TUBING TECHNOLOGIES IN PIPELINE CONSTRUCTION

ОАО "Уралтрубмаш" производит длинномерные трубы в бунтах с 1998 года. Челябинские длинномерные трубы эксплуатируются многими российскими и зарубежными нефтегазодобывающими предприятиями. Одним из основных потребителей Уралтрубмаша стало ОАО "Первомайскхиммаш". За прошедшие 8 лет предприятием был накоплен опыт использования как отечественных, так и импортных марок сталей.

Освоение технологии изготовления бунтовых труб началось с применения таких марок сталей, как Ст2 и сталь 10. Для улучшения функциональных свойств выпускаемой продукции совместно с Череповецким металлургическим комбинатом "Северсталь" была разработана сталь марки 10ГМФ с повышенной коррозионной стойкостью.

Следует отметить, что требования к продукции предприятия становятся более жесткими: обрабатываемые скважины становятся глубже, увеличиваются эксплуатационные нагрузки, усиливается конкуренция с зарубежными изготовителями труб, растут требования заказчиков.

Для успешного производства длинномерных труб в бунтах необходимо повышать механические характеристики применяемых сталей, обеспечивая стабильность свойств по всей длине труб. С этой целью предприятие проводит поиск новых марок сталей, наиболее полно отвечающих современным требованиям, предъявляемым к выпускаемой нами продукции.

В 2004 году внедрена новая марка импортной стали, соответствующая европейским стандартам EN 10149-2:1995, EN 10051:1997. С заводом-изготовителем стали заключено техническое соглашение, гарантирующее высокое значение относительного удлинения штрипса, необходимого для обеспечения пластичности длинномерных труб. Всего изготовлено 10 бунтов труб из импортной стали. Имеется хороший отзыв эксплуатирующих организаций.

Ведутся работы по дальнейшему расширению спектра применяемых марок импортных сталей, использование которых даст возможность изготовления продукции с разнообразными механическими свойствами. Заказчикам, работающим на относительно небольших глубинах, работники предприятия рекомендуют применение труб, обладающих большей пластичностью. Для работы на глубоких скважинах предлагается применение более жестких и прочных труб.

В целях дальнейшего повышения качества продукции запланировано внедрение еще одной марки импортной стали, производство труб из которой намечено на октябрь 2006 года. По данным последнего ежегодного опроса потребителей, среднее количество спуско-подъемов для длинномерных труб челябинского производства составило 84 операции, что на 6,3% лучше, чем в предыдущем году. Таким образом, можно сделать вывод о результативности проводимых предприятием работ по

Уралтрубмаш company has been producing coiled tubes since 1998. Chelyabinsk-based long length tubes are consumed by many Russian and foreign O&G enterprises. One of our major contractors is Pervomaishkimmash. During the last 8 years the company accumulated rich experience in using domestic and foreign steel brands.

At first such steel grades St2 and steel 10 were applied for manufacturing coiled tubes. In order to improve the functional properties of its products the company contracted a Cherepovets-based smelter Severstal to design 10 GMP steel with high stainless properties.

It should be noted that requirement to the enterprise's products are getting tougher: the wells are now deeper, operational loads increase, competition of foreign tube produces enhances, customers' requests become more sophisticated.

Successful production of long length coiled tubes demands constant advance in steel characteristics, which should be stable all along the length of the tubes. That is why we are in a permanent search of new steel grades fully corresponding to modern requirements to our products.

A new grade of imported steel corresponding to the European standards EN 10149-2:1995, EN 10051:1997B was introduced in 2004. The imported steel was used for production of 10 tube coils having good references from the companies that ordered them.

The assortment of the applied steel grades is being expanded in order to obtain various mechanical properties. For shallow depth contractors we offer tubes with high ductility. Tough and sound tubes are meant for operations in deep wells.

According to the last consumers' annual poll the average number of round trips of our long length tubes was 84, which is 6.3 % more than the previous year. Thus we can conclude that the company's efforts to improve the operational properties of the tubes prove efficient. Uraltrubmash also expands its production line. One of the most promising aspects of the company's work is production of long length tubes for pipelines.

CT technology of pipeline construction has a range of advantages as compared to traditional technologies. The tubes of several km long are welded and coiled up at the factory and then undergo numerous tests guaranteeing necessary quality.

As far as we know traditional pipelining in Northern Russia requires rewelding 30-40% of the joints after pressure tests. CT





улучшению эксплуатационных свойств труб.

ОАО "Уралтрубмаш" проводит и расширение номенклатуры выпускаемой продукции. Одним из перспективных направлений дальнейшей работы предприятия является изготовление специального вида длинномерных труб, применяемых для строительства трубопроводов.

Технология строительства трубопроводов с использованием колтюбинговых технологий имеет ряд преимуществ по сравнению с применяемой традиционно. Длинномерные трубы длиной несколько километров свариваются и наматываются на барабан в заводских условиях, при этом трубы проходят комплекс испытаний, гарантирующих необходимое качество готовой продукции.

По нашим данным, при прокладке трубопроводов в северных районах России традиционным способом, после опрессовки требуется повторная сварка 30-40% сварных швов. Применение колтюбинговых технологий позволяет использовать высококачественные трубы без сварных швов длиной до 5 километров и дает возможность практически исключить необходимость проведения сварочных работ при монтаже трубопроводов.

Скорость укладки длинномерных труб в бунтах в десятки раз выше, чем скорость укладки традиционного трубопровода из отдельно свариваемых труб. И, наконец, монтаж трубопроводов с применением колтюбинговых технологий существенно дешевле.

Имеется заключение ООО "ВНИИГАЗ" о целесообразности применения колтюбинговых технологий для прокладки трубопроводов. Монтаж трубопроводов из длинномерных труб производится с использованием специализированных укладчиков повышенной проходимости, позволяющих проводить работы в труднодоступных местах.

Многолетний опыт прокладки таких трубопроводов имеют специалисты ООО "Уренгойгазпром". Первые трубопроводы из длинномерных труб были уложены уже в конце 90-х годов прошлого века. В настоящее время ООО "Уренгойгазпром" производит монтаж метаноопроводов с применением колтюбинговых технологий исключительно из труб производства ОАО "Уралтрубмаш".

Процесс монтажа метаноопроводов заключается в транспортировке и размотке трубы с барабана с применением колтюбингового укладчика с последующей изоляцией трубы перед ее укладкой. Первый отечественный укладчик длинномерных труб создан проектным институтом "Газстроймашина" на базе трактора "Ямал" Кировского завода. Имеется разработка установки для укладки трубопроводов из длинномерных труб группы ФИД.

ОАО "Уралтрубмаш" составлен проект технических условий на трубы сварные длинномерные в бунтах для метаноопроводов. Освоен выпуск труб наружным диаметром 33,5 и 38,1 мм с толщинами стенок 3,0 и 3,2 мм. Предприятие располагает технической возможностью для изготовления труб наружным диаметром 60,3 мм длиной до 1200 м. В случае необходимости, будет освоено производство труб диаметром 44,5 и 50,8 мм.

На сегодняшний день колтюбинговые технологии широко применяются для прокладки трубопроводов за рубежом. Трубопроводы из длинномерных труб эксплуатируются в США, Канаде, Австралии, Великобритании, Африке, Испании, Голландии, Норвегии и других странах. В российской нефтегазодобывающей отрасли также имеются большие возможности для применения длинномерных труб в этих целях. Работники ОАО "Уралтрубмаш" рассчитывают заполнить образовавшуюся нишу челябинскими длинномерными трубами для трубопроводов.

technologies provide 5-km-long tubes of high quality and practically exclude any welding in pipelining.

The laying rate for long length coiled tubes is 10 times higher than that of tradition pipe laying with separately welded tubes. And what is important, pipelining based on CT technologies is much cheaper.

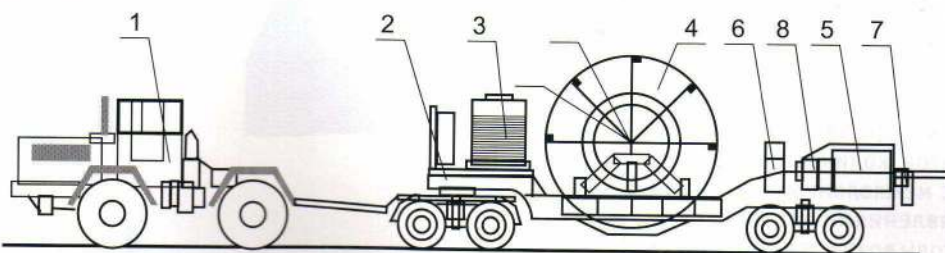
The Russian Gas R&D Institute finds CT technologies appropriate for pipelining. Cross-country stringers designed for work in hard-to-reach spots are used in such type of pipelining.

The personnel of Urengoi Gazprom have many years of experience in applying CT technologies for pipelining. The first pipelines from long length tubes were laid in 1990s. At the moment the company offers CT-based methanol wiring. The only tubes it accepts are those produced by Uraltrubmash.

During methanol wiring the tube is transported and unreeled with the help of CT levelwind. The tube is isolated before stringing. The first domestic stringer was created by design institute Gas Construction Machine. The stringer is mounted on tractor Yamal. Another pipelining development was devised for long length tubes of FID Group.

Uraltrubmash elaborated technical specification of long length welded coiled tubes for methanol wires. It also started the production of tubes with out-to-out diameter of 33.5 and 38.1 mm and WT of 3 and 3.2 mm. The company has technical potential for manufacturing tubes with out-to-out diameter of 60.3 mm and the length of 1200 m. The company can also produce tubes with the diameter of 44.5 and 50.8 mm if required.

At the moment foreign companies actively apply CT technologies in pipelining. Pipelines made of long length tubes exist in the USA, Canada, Australia, the UK, Africa, Spain, Holland, Norway and other countries. The Russian O&G industry also has big potential for their application. Uraltrubmash is determined to fill in the niche at the market of long length tubes for pipelines.



Установка для укладки трубопровод из БАТ с независимым приводом гидростанции

1. Трактор на колесном или гусеничном ходу
2. Полуприцеп
3. Силовой блок
4. Барабан с БАТ ($\varnothing=60.3$ $l=3600$ м)
5. Инжектор
6. Пульт управления
7. Приспособления для сборки труб
8. Механизм выравнивания трубы

Pipeline construction vehicle with flush-joint long-length pipe and separate hydro station drive.

1. Wheeled or caterpillar tractor
2. Semitrailer
3. Power unit
4. Reel with flush-joint long-length pipe ($d=60.3$ mm, $L=3,600$ m)
5. Injector
6. Instrumentation panel
7. Pipe jack
8. Leveling mechanism

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Гейхман М.Г.
Зозуля Г.П.
Кустышев А.В.
Листак М.В.
ИРЦ ОАО «Газпром»

Geykhman M.G.
Zozulya G.P.
Kustyshev A.V.
Listak M.V.
Informational-advertizing center
Russian joint-stock company Gazprom

PROBLEMS AND PROSPECTS OF COILED TUBING TECHNIQUES IN GAS INDUSTRY

Обобщение и анализ работ по проблемам эксплуатации и ремонта газовых скважин дают основания их классифицировать по следующим направлениям: состояние и перспективы развития газовой отрасли; научный подход к ремонту газовых скважин для сохранения и наращивания объемов его добычи в условиях падения пластового давления; снижение текущей обводненности продукции путем совершенствования технологий водогазоизоляционных работ; укрепление призабойной зоны дренированных терригенных коллекторов и установка цементных мостов; предупреждение образования и ликвидация глинисто-песчаных, газогидратных и парафиногидратных пробок; разработка и совершенствование перспективных технологий ремонта с помощью гибких труб, в том числе конструкций забоев в горизонтальных участках основных и боковых стволов; методическое обеспечение расчетов технологической эффективности ремонтных работ с учетом созданного банка данных эксплуатационного фонда скважин в ОАО «Газпром».

Объемы капитальных ремонтов газовых скважин на месторождениях Западной Сибири значительны, и их сложность и количество из года в год увеличивается. Однако в последние два года их объем стабилизировался, и даже наметилась тенденция к уменьшению (рис. 1).

Основные газовые месторождения Западной Сибири находятся на поздней или заключительной стадиях разработки, которые характеризуются низким пластовым давлением, большой степенью обводнения продукции скважин и интенсивным разрушением преобразователей защитного потенциала (ПЗП), межколонными газопроявлениями. При этом количество скважин с межколонными газопроявлениями за последние годы возрастает, что можно объяснить общим старением фонда скважин.

Наиболее вероятными причинами появления межколонных газопоявлений, помимо неподъема цементного раствора за колоннами, являются негерметичность подземного скважинного и устьевого оборудования, отсутствие герметичного контакта между цементным камнем, колонной и породой. Эксплуатация скважин с межколонными газопоявлениями не допускается.

The review deals with summarizing and analyzing works on gas well operation and repair, which revealed that these can fall into the following categories:

- the state and prospects of the gas industry development;
- scientific approach to gas well repair in order to keep and build up the gas production rate in the conditions of the formation pressure drop;
- reduction of current water cutting of well production by improving water-gas-shutoff technologies;
- reinforcement of the bottomhole zone of drained terrigenous reservoirs and installation of cement bridging;
- prevention of the formation and elimination of clay-sand, gas-hydrate and paraffin-hydrate plugs;
- development and improvement of advanced CT repair technologies, including the repair of bottomhole designs in horizontal sections of original holes and sidetracks;
- procedural support of the repair efficiency estimates based on the database of Gazprom's operating well stock.

Gas wells in West Siberia need substantial workover, with the number of those requiring complex capital repair increasing every year. During the last two years, however, their amount has stabilized showing some trends toward decreasing (See Fig. 1).

The major West Siberian gas wells are at the latest or final stage of exploitation, which is marked by a low formation pressure, a greater level of water cutting of well production and a heavy deterioration of protection potential converters, as well as by annular gas flows. The number of wells with annular gas flows has been growing during the past few years. The growth

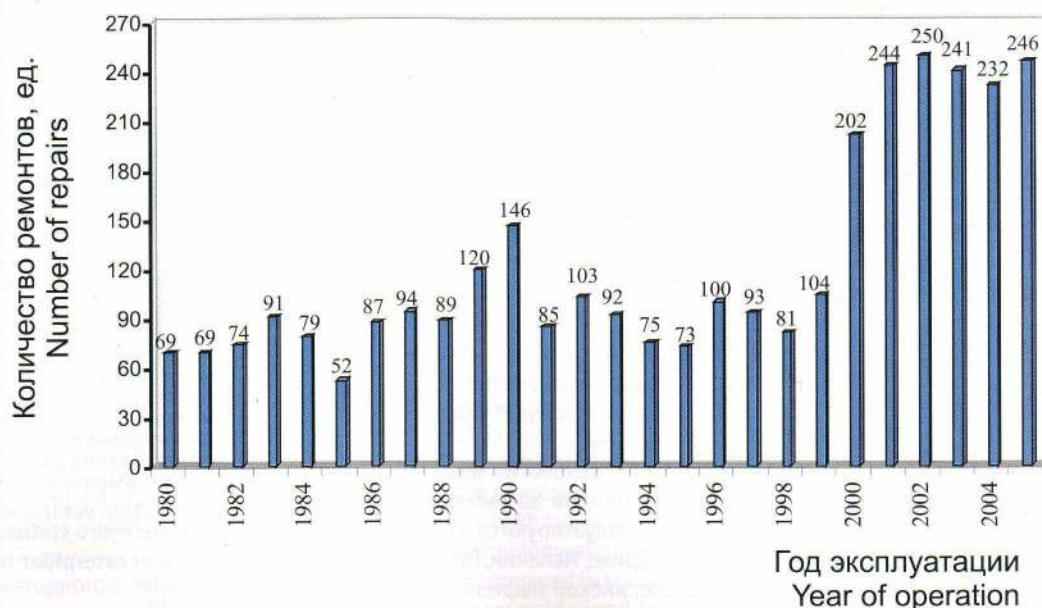


Рис.1. Изменение общего количества ремонтов на газовых месторождениях Западной Сибири за период 2000-2005 гг.

Fig.1. Changes in the number of repairs at West Siberian gas wells from 2000 to 2005

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Гейхман М.Г.
Зозуля Г.П.
Кустышев А.В.
Листак М.В.
ИРЦ ОАО «Газпром»

Geykhman M.G.
Zozulya G.P.
Kustyshev A.V.
Listak M.V.
Informational-advertising center
Russian joint-stock company Gazprom

PROBLEMS AND PROSPECTS OF COILED TUBING TECHNIQUES IN GAS INDUSTRY

Обобщение и анализ работ по проблемам эксплуатации и ремонта газовых скважин дают основания их классифицировать по следующим направлениям: состояние и перспективы развития газовой отрасли; научный подход к ремонту газовых скважин для сохранения и наращивания объемов его добычи в условиях падения пластового давления; снижение текущей обводненности продукции путем совершенствования технологий водогазоизоляционных работ; укрепление призабойной зоны дренированных терригенных коллекторов и установка цементных мостов; предупреждение образования и ликвидация глинисто-песчаных, газогидратных и парафиногидратных пробок; разработка и совершенствование перспективных технологий ремонта с помощью гибких труб, в том числе конструкций забоев в горизонтальных участках основных и боковых стволов; методическое обеспечение расчетов технологической эффективности ремонтных работ с учетом созданного банка данных эксплуатационного фонда скважин в ОАО «Газпром».

Объемы капитальных ремонтов газовых скважин на месторождениях Западной Сибири значительны, и их сложность и количество из года в год увеличивается. Однако в последние два года их объем стабилизировался, и даже наметилась тенденция к уменьшению (рис. 1).

Основные газовые месторождения Западной Сибири находятся на поздней или заключительной стадиях разработки, которые характеризуются низким пластовым давлением, большой степенью обводнения продукции скважин и интенсивным разрушением преобразователей защитного потенциала (ПЗП), межколонными газопроявлениями. При этом количество скважин с межколонными газопроявлениями за последние годы возрастает, что можно объяснить общим старением фонда скважин.

Наиболее вероятными причинами появления межколонных газопроявлений, помимо неподъема цементного раствора за колоннами, являются негерметичность подземного скважинного и устьевого оборудования, отсутствие герметичного контакта между цементным камнем, колонной и породой. Эксплуатация скважин с межколонными газопроявлениями не допускается.

The review deals with summarizing and analyzing works on gas well operation and repair, which revealed that these can fall into the following categories:

the state and prospects of the gas industry development;
scientific approach to gas well repair in order to keep and build up the gas production rate in the conditions of the formation pressure drop;

reduction of current water cutting of well production by improving water-gas-shutoff technologies;

reinforcement of the bottomhole zone of drained terrigenous reservoirs and installation of cement bridging;

prevention of the formation and elimination of clay-sand, gas-hydrate and paraffin-hydrate plugs;

development and improvement of advanced CT repair technologies, including the repair of bottomhole designs in horizontal sections of original holes and sidetracks;

procedural support of the repair efficiency estimates based on the database of Gazprom's operating well stock.

Gas wells in West Siberia need substantial workover, with the number of those requiring complex capital repair increasing every year. During the last two years, however, their amount has stabilized showing some trends toward decreasing (See Fig.1).

The major West Siberian gas wells are at the latest or final stage of exploitation, which is marked by a low formation pressure, a greater level of water cutting of well production and a heavy deterioration of protection potential converters, as well as by annular gas flows. The number of wells with annular gas flows has been growing during the past few years. The growth

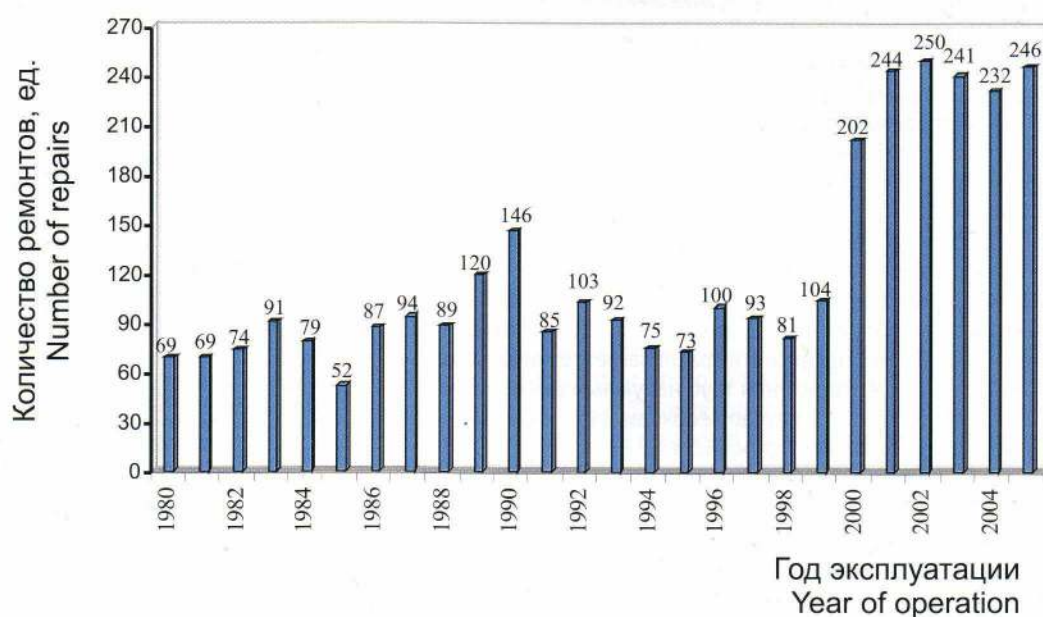


Рис.1. Изменение общего количества ремонтов на газовых месторождениях Западной Сибири за период 2000-2005 гг.

Fig.1. Changes in the number of repairs at West Siberian gas wells from 2000 to 2005



Такие скважины как объекты повышенной пожарной опасности должны быть отремонтированы. В исключительных случаях, если по результатам проведенных специальных исследований характера межколонных перетоков выявлено, что ликвидировать их нельзя и они не представляют большой опасности, по разрешению местных органов Ростехнадзора, разрешается временно эксплуатировать эти скважины с разработкой специальных компенсационных мероприятий.

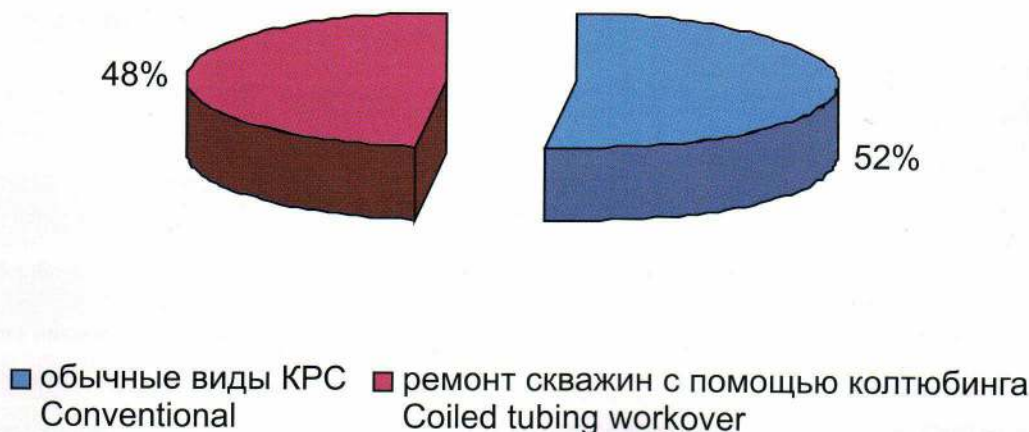
Основными видами ремонтов на газовых скважинах являются работы по промывке песчаных пробок, изоляции притоков пластовых вод, интенсификации притока, ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн, замене устьевого и внутрискважинного оборудования, ликвидации межколонных газопрооявлений, установке противопесочных фильтров, глушению скважин и ловильные работы.

Около 40% ремонтных работ производится с помощью современных технологий гибких труб.

Анализируя опыт ремонтных работ необходимо отметить, что их успешность в отдельных случаях достаточно высока (60-80%), однако часто требуется разработка более эффективных технологий, в частности по изоляции притока пластовых вод и интенсификации притока углеводородов. Вместе с тем высока вероятность возникновения газопрооявлений и других осложнений в процессе ремонтов скважин, особенно в экстремальных условиях Крайнего Севера, которые могут привести к открытому фонтану и пожару.

Разделение по видам капитального ремонта газовых скважин и объектам добычи ОАО «Газпром» (за 2004 г.):

ОАО "Газпром" Gazprom



Сведения о технологиях КРС, внесенные в базу данных эксплуатационного фонда скважин ОАО «Газпром» на месторождениях Западной Сибири:

Капитальным ремонты скважин на месторождениях предприятий севера Тюменской области:

- ООО «Уренгойгазпром» – 94 скважины
- ООО «Ямбурггаздобыча» – 105 скважин
- ООО «Надымгазпром» – 148 скважин
- ООО «Ноябрьскгаздобыча» – 689 скважин

in wells with casing pressure can be in a number of cases attributed to the general aging of the well stock.

Beside the failure to pick the cement slurry behind the strings, the most probable reasons for the emergence of annular gas flows are leakages in the underground downhole and wellhead equipment as well as the lack of hermetic contact between the cement stone, the string and the rock. The operation of wells with annular gas flows is not allowed.

Being facilities of high fire hazard, such wells should be repaired. In cases of exception, when special studies of annular cross-flows confirm that they cannot be eliminated and that they do not pose high hazard, local representatives of the Russian Technical Supervision Authority may allow temporary operation of such wells provided that special countervailing measures are taken.

The major types of repair at gas wells are the sand-washing, formation water shutoff, stimulation, elimination of leakages in flow strings, replacement of the wellhead and downhole equipment, elimination of annular gas flows, installation of sand filters, killing of wells and fishing operations.

Nearly 40 percent of repair is done using modern CT techniques.

The analysis of repair operations shows that in some cases they are very efficient (60-80 percent). Quite often, however, there is a need in more efficient technologies, in particular, those aimed at the formation water shutoff and the stimulation of hydrocarbon inflow. On the other hand, the repair of wells is likely to be accompanied by the emergence of gas flows and other problems, especially in the severe Far North conditions, which can lead to an open blowout and a fire.

Types of Gazprom's gas wells and production facilities workover (as of 2004):

The following well workover techniques are registered in the database of Gazprom's operating West Siberian well stock:

Data on well workover at fields in the north of Tyumen region:

- Urengoigazprom – 94 wells
- Yamburggazdobycha – 105 wells
- Nadymgazprom – 148 wells
- Noyabrskgazdobycha – 689 wells

В базу данных КРС ОАО «Газпром» внесено:

технологий КРС	96
технических жидкостей	28
материалов и реагентов	35
спецтехники	22
оборудования	28
описаний ремонтов	1036

The following data is included in Gazprom's well workover database:

Well workover technologies	96
Technical liquids	28
Materials and chemical agents	35
pecial equipment	22
Equipment	28
Descriptions of repair	1,036

Диаграмма технологий ГТ по видам работ:

Diagram: CT techniques – types of jobs:



Основные освоенные в Западной Сибири технологические операции и технологии с помощью ГТ:

Major CT jobs and techniques implemented in West Siberia:

№	Технологическая операция (технология)	Применение
1.	Промывка забоя скважины, в том числе от проппанта	
2.	Горячая промывка гидратно-парафиновых отложений в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН	
3.	Обработка призабойной зоны химическими составами	
4.	Ловильные работы в НКТ и эксплуатационной колонне	
5.	Обследование забоя печатью	
6.	Установка цементных мостов	
7.	Проведение ГИИС в горизонтальных скважинах	Труба с геофизическим кабелем
8.	Перфорация горизонтальных участков скважин	Труба с геофизическим кабелем
9.	Бурение в НКТ в эксплуатационной колонне, в том числе в боковых стволах с горизонтальными участками	С применением Д-44, 54, 75
10.	Исследование технологических процессов в скважине автономными приборами при освоении	Запись по давлению и температуре
11.	Освоение скважин пенными системами	С применением азотного комплекса
12.	Промывка забоя добывающих скважин на депрессии, в том числе горизонтальных	С применением азотного комплекса
13.	Закачивание селективных материалов в добывающих скважинах	АККОР, жидкое стекло и др.
14.	Очистка НКТ от продуктов коррозии	С применением специального инструмента
15.	Установка и извлечение мостовых пробок	Baker Oil Tools



16.	Гидропескоструйная перфорация	
17.	Резка НКТ механическим резаком	
18.	Перфорация НКТ при отсутствии сливного клапана	При помощи ПНКТ-5
19.	Фрезерование посторонних предметов в НКТ и эксплуатационной колонне	С применением Д-44, 54, 75
20.	Изоляционные работы заколонных перетоков, в том числе в боковых стволах с горизонтальными участками	С помощью блокирующей жидкости и пакеров
21.	Установка и удаление песчаных и гелевых экранов	
22.	Восстановление циркуляции по межтрубному пространству в скважинах, оборудованных ШГН	С применением спецпланшайбы и трубы диаметром 19 мм
23.	Глушение скважин (в том числе аварийных, фонтанирующих)	
24.	Очистка забоя с применением гидрожелонки и магнитных ловителей	
25.	Работы по извлечению ГНКТ	
26.	Ликвидация скважин	

No	Job (technique)	Application
1.	Well bottom flushing, including proppant flushing	
2.	Hot flushing of hydrate-paraffin deposits in wells operated by Electrical Submersible Pumping System	
3.	Bottomhole zone treatment with chemical compositions	
4.	Fishing operations in the tubing and in the flow string	
5.	Bottomhole inspection with impression block	
6.	Installation of cement bridging	
7.	Logging in horizontal wells	Logging cable tube
8.	Perforation of bottomhole horizontal sections	Logging cable tube
9.	Drilling in the flow string tubing, including sidetracks with horizontal sections	Application of D-44, 54, 75
10.	Examination of bottomhole processes with independent devices during well development	Recording of pressure and temperature
11.	Well development with foam systems	Application of nitrogen complex
12.	Flushing of the producing wells' bottoms under drawdown, including horizontal ones	
13.	Pumping-in of selective materials in producing wells	ACCOR, liquid glass, etc.
14.	Cleaning of tubing from corrosion	Application of a special tool
15.	Installation and removal of bridge plugs	Baker Oil Tools
16.	Hydraulic jet perforation	
17.	Cutting of tubing with a mechanical cutter	
18.	Tubing perforation with no overflow valve	Application of tubing-through heat-resistant jet perforator-5
19.	Milling of foreign bodies in tubing and the flow string	Application of D-44, 54, 75
20.	Isolation of behind-the-casing flow, including in sidetracks with horizontal sections	Application of blocking fluid and packers
21.	Installation and removal of sand and helium screens	
22.	Restoration of circulation in the annular space in wells equipped with the bottom-hole pump	Application of special faceplate and 19 millimeter tube
23.	Killing of wells (including those in state of emergency and roarers)	
24.	Bottomhole cleaning using hydro-bailers and magnetic catchers	
25.	Coil tubing retrieval operations	
26.	Killing of wells	

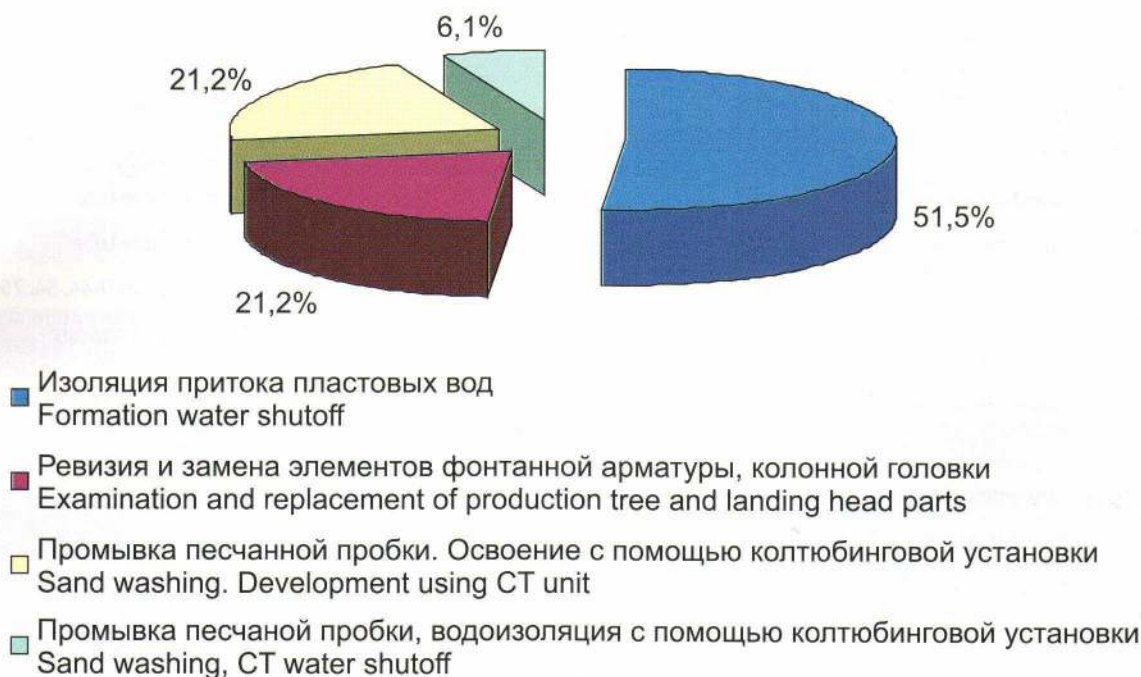
Соотношение ремонтов по видам работ на Медвежьем газоконденсатном месторождении (ГКМ):

Average successfulness of repair works at the Medvezhye gas-condensate field:



Средняя успешность основных видов ремонтных работ на Медвежьем ГКМ:

Types of repair works at the Medvezhye gas-condensate field:



Анализ показал, что выработанность запасов (например, на Медвежьем ГКМ – 77%) и падение пластового давления (с 11,7 до 3,0 МПа и более) предопределяет падение дебита, рост объемов и сложности ремонтных работ, эффективность которых только на сеноманских скважинах снизилась с 95 до 81%, а отдельно по РИР она не превышает 62%. При этом количество ремонтов скважин в целом по ОАО «Газпром» за 2001 – 2004 годы возросло в 2,05 раза, в том числе и по Западно-Сибирскому газодобывающему региону – в 1,68 раза.

В газодобывающей отрасли началось активное внедрение передовых технологий мирового уровня, в развитие и применение которых большой вклад внесли ведущие ученые отраслевых научно-исследовательских и проектных НИИ, вузов нефтегазового профиля, производственных объединений, совместных предприятий и зарубежных фирм.

Анализ показал, что в процессе длительной эксплуатации скважин все возрастающее отрицательное воздействие на

The analysis showed that the exhaustion of resources (for example, 77 percent at the Medvezhye gas-condensate field) and the formation pressure drop (from 11.7 to 3 MPa) cause the production rate decline, as well as the growth in the amount of repair works and their complexity. The repair efficiency at the Cenomanian wells alone has fallen from 95 to 81 percent, while the efficiency of remedial cementing is not higher than 62 percent. The number of repairs of Gazprom's wells grew 2.05 times from 2001 to 2004. In the West-Siberian gas producing region, in particular, the number of repairs rose 1.68 times.

Today, the gas producing industry witnesses an ambitious application of advanced technologies developed by leading scientists of research and design institutes, oil-and-gas higher education institutions, production associations, joint ventures and foreign companies.

The analysis revealed that in the process of long-term operation, formation water has an increasingly detrimental effect



продуктивные коллекторы оказывает пластовая вода. Это подтверждает опыт разработки залежей Уренгойского, Ямбургского и Медвежьего ГКМ, где в период падающей добычи возникли и прогрессируют отрицательно влияющие на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) продуктивных пластов процессы.

К характерным причинам увеличения бездействующего фонда скважин относятся: в сеноманских скважинах – низкий дебит, приток пластовых вод и негерметичность эксплуатационных колонн; в нефтяных – низкий дебит или отсутствие притока. При этом уменьшение количества и сложности ремонтов должно планироваться с учетом накопленных осложнений в процессе всего периода «жизни» скважины: от бурения – до капитального ремонта ее в процессе эксплуатации.

Если следствием воздействия осложнений в процессе бурения в основном являются низкая продуктивность объекта эксплуатации и негерметичность эксплуатационных колонн, то в процессе добычи газа падение пластового давления и поступление пластовых и конденсационных вод приводит к изменению структуры порового пространства коллектора, ухудшению его ФЕС и интенсификации процесса разрушения скелета породы.

Разрушение сопровождается интенсивным выносом механических примесей (в 57% фонда скважин Уренгойского и 27% на Ямбургском ГКМ). Высокий темп подъема (до 4-6 м в год) газовой воды (ГВК), активное разрушение пород в призабойной зоне и возможность гидратообразования способствуют формированию в скважинах различного рода пробок, что в итоге является основной причиной снижения объемов добычи газа и газового конденсата.

Таким образом, объективно необходимой стала разработка классификации осложнений в системе «скважина-пласт», изучение как причин, их вызывающих, так и способов предупреждения и ликвидации нарушений ФЕС (фильтрационно-емкостных свойств) пласта на всех стадиях существования добывающих газовых скважин. Это позволило уточнить подход к выбору стратегии планового своевременного ремонта газовых скважин, который должен осуществляться не «фрагментарно», а по схеме: явление – основные и сопутствующие причины – природа явления – профилактика – борьба с происшедшим явлением.

Анализ и обобщение опыта, перспектив и особенностей применения технологий ГТ (колтюбинга) при эксплуатации, ремонте и бурении скважин, показывает, что в настоящее время в мире эксплуатируется немногим более 1000 установок ГТ. В нашей стране их количество приблизилось к 100, в том числе в Западной Сибири – превысило 70 единиц. По оценкам отечественных и зарубежных экспертов освоенных технологий ГТ в нефтегазовом деле насчитывается около 100, в то время как в России таковыми можно считать 26-30. Из их общего количества на очистку ствола и забоев скважин, продувку скважин азотом и кислотные обработки приходится 70%, на ловильные работы – 13%, каротаж и перфорацию – 7%, на цементование – 5%, на бурение – 2%, на другие виды – 3%.

Область применения технологий ГТ расширяется прежде всего за счет преимуществ, связанных с возможностью работ под давлением без глушения скважин, что особенно важно для газодобывающих скважин.

Такие технологии повышают эффективность ремонтных работ, увеличивают их производительность (в 2-3 раза), снижают затраты на один КРС (капитальный ремонт скважины) (в 1,63-2,76 раза), сокращают простои бригад (в 1,3-1,5 раза), уменьшают технологические и эксплуатационные риски.

В настоящее время на месторождениях, эксплуатируемых ОАО «Газпром», ежегодно выполняется более 1500 различных видов ремонтов скважин. Из них преобладают: работы по изоляции и ограничению зон водопритокков; очистке забоев и восстановлению приемистости скважин; установке цементных

on productive reservoirs as confirmed by the pool development experience at the Urengoi, Yamburg and Medvezhye gas-condensate fields. Processes that have a negative effect on the producing formations' permeability and porosity emerged there in the period of declining production and grow progressively worse.

Typical reasons of the growth in the idle wells stock at Cenomanian wells include a low production rate, water influx and leakages in flow strings. At oil wells these are a low production rate or the lack of inflow. While planning a decrease in the amount and complexity of repair one should take into account all the complications during the whole "life span" of the well – from drilling to its workover during operation.

While the major consequences of drilling complications are a poor efficiency of the facility and leakages in flow strings, the drop in the formation pressure and the inflow of formation and condensate water during gas production lead to a change in the pore space of the reservoir, the deterioration of its permeability and porosity and a growing destruction of the matrix.

The destruction is accompanied by an intensive carryover of mechanical impurities (in 57 percent of the Urengoi gas-condensate field's well stock and 27 percent of the Yamburg field). The high rate of the gas-water contact rise (up to 4-6 m a year), an active rock disintegration in the well bottom zone and the possibility of the formation of hydrates lead to the emergence of various plugs in the wells, which results in the fall of gas and gas-condensate production.

It became thus urgent to create a classification of complications in the well-rock system and to study both reasons causing the deterioration of permeability and porosity properties and tools to prevent and eliminate such deteriorations of the rock at all stages of the producing gas wells' operation. This provided a possibility to streamline an approach to choosing a strategy of scheduled and timely gas well repair, which should not be carried out "in bits" but follow the "phenomenon – major and attendant reasons – the nature of phenomenon – preventive measures – dealing with the problem" scheme.

The analysis and summarizing of the experience, prospects and peculiarities of CT techniques in the process of well operation, repair and drilling shows that there are currently slightly more than 1,000 CT units operated in the world. In Russia they account for nearly 100, including over 70 units in West Siberia. According to the estimates of Russian and foreign experts, there are about 100 CT techniques applied in the world oil-and-gas industry. Of these, about 26-30 techniques are used in Russia. As many as 70 percent of them account for borehole and bottomhole cleaning, blowing-out with nitrogen and acidizing, 13 percent account for fishing operations, 7 percent for logging and perforation, 5 percent for cementing, 2 percent for drilling and 3 percent for other jobs.

The area of CT techniques application grows primarily due to the advantages of working under pressure without killing a well, which is especially important for gas producing wells.

Such techniques increase the efficiency of repair work, boost their productivity (2-3 times), decrease costs per well workover (1.63- 2.76 times), cut the crew's dead time (1.3 -1.5 times) and lower technological and operational risks.

At present, over 1,500 various types of well repair are annually carried out at Gazprom's fields. The main repair works include:

insulation and limitation of water influx zones;
bottomhole cleaning and restoration of the intake capacity of the well;

мостов; ликвидации песчаных, песчано-глинистых, гидратных и асфальтно-смоло-парафиновых пробок; приобщению дополнительных интервалов и пластов; физико-химическому и гидродинамическому воздействию на пласт. При этом на технологии ГТ в среднем по отрасли приходится около 40% (в газовых скважинах – до 48%, газоконденсатных и нефтяных – до 30 %).

Применение ГТ эффективно в условиях АНПД (аномально низкого пластового давления) и интенсивного обводнения залежей, когда необходимо снижение гидростатического давления на забой и стенки скважин. Положительные результаты получены при спуске на ГТ струйных насосов и закачивании азота, которое осуществляется через гибкие трубы, спускаемые под давлением внутрь колонн лифтовых труб. Совершенствование очистки стволов и забоев скважин с помощью ГТ достигается за счет применения пен и вспененных жидкостей, в которые добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Технологии удаления парафиновых пробок и асфальтно-смолисто-солевых отложений при применении ГТ существенно повышают эффективность, особенно при применении полимерных гелей, нагретой нефти или толуола, пенных систем, очистке от осадконакоплений при помощи забойного двигателя и расширителя, спускаемых на ГТ в любые по профилю скважины.

Перспективной технологией ремонта является спуск ГТ в кольцевое пространство скважин, эксплуатируемых механизированным способом. При этом ремонт совмещается с работой скважин.

Возросла эффективность и успешность установок цементных пробок и мостов, а также удаления жидкости из газовых скважин. Актуальность последней технологии существенно возрастает для месторождений газа на поздней стадии эксплуатации, когда при реальном режиме работы скважины при использовании обычных лифтовых труб не удается обеспечить минимально необходимую скорость восходящего потока (не менее 3 м/с), в то время как меньший диаметр ГТ позволяет при прочих равных условиях обеспечить условие выноса из скважины скопившейся на забое жидкости (конденсата, нефти, воды).

Перспективна технология применения ГТ в качестве сифонной колонны, спущенной в скважину внутрь обычной лифтовой колонны и закрепленной на устье. Данная технология позволяет удалять жидкость по лифтовой колонне, не останавливая скважину, из которой газ подается в промысловую систему сбора газа по колонне ГТ.

Расширились возможности технологий по интенсификации обработки пластов, избирательной обработке призабойной зоны отдельных интервалов и пропластков, обработке вспененной кислотой большого по мощности интервала ствола скважины при пониженном давлении на забое и ухудшении эксплуатационных свойств пласта, гидроразрыве пласта с применением ГТ большего диаметра (60,3 мм и более).

Улучшены технологии заканчивания скважин с применением ГТ, особенно при необходимости применения изменения направления течения потока, установке надувных пакеров или мостовых пробок в процессе РИР.

С применением ГТ освоены технологии ловильных работ. Эффективны технологии проработки и расширения ствола скважины, спуска хвостовика из ГТ в скважину при ремонте обсадной колонны, в том числе с помощью потока жидкости.

Доказана эффективность применения ГТ в эксплуатационных скважинах с песконакоплением, когда при условии сохранения в скважине забойного оборудования имеется возможность проводить очистку перфорационных отверстий, осуществлять закрепление песка и удаление материала образовавшейся забойной «пробки» через обсадную колонну по кольцевому пространству.

installation of cement bridging;
elimination of sand, sand-argillaceous, hydrate and asphaltene-tar-paraffine plugs;
introduction of additional intervals and rocks;
physicochemical and hydrodynamic formation stimulation.

CT techniques average 40 percent of repair works in the oil-and-gas industry in general, making up to 48 percent at gas wells and up to 30 percent in gas-condensate and oil wells.

Coiled tubing is effective in the conditions of abnormal low pressure and heavy water intrusion on the bed, when it is necessary to lower the hydrostatic pressure on the bottom and the hole wall. The lowering of jet pumps and the pumping-in of nitrogen through coiled tubes lowered under pressure into the flow columns produced good results. The cleaning of boreholes and well bottoms through CT can be made more effective by applying foams and foamed fluids with surface-active materials.

The use of CT in the removal of paraffin plugs and asphalt-tar-salt deposits makes the process more efficient, especially when applying polymer gels, heated oil or toluene, foam systems, and when removing sediments with the use of a bottom-hole motor and hole opener lowered through coiled tubing into wells of any hole profile.

An advanced repair technology is the CT lowering in the hole annulus of engine-driven wells, with the repair conducted simultaneously with operating the well.

The efficiency and successfulness of installing cement plugs and cement bridging as well as of removing fluid from gas wells has increased. The latter is especially vital for near-depleted gas fields, with conventional tubing unable to provide the necessary ascending flow velocity (at least 3 m/s). With other factors being equal, coiled tubing ensures the removal of fluid accumulated on the bottomhole (condensate, oil, water) thanks to its smaller diameter.

Another advanced technique is the use of CT as a siphon column which is lowered into the well inside the conventional tubing and fastened on the well head. This technology ensures the pumping-out of fluid through the well tubing without shutting the well, the gas from which is fed into the gas gathering system through the CT string.

Coiled tubing offers more effective techniques for the formation treatment stimulation, selective treatment of the bottom-hole area of separate intervals and streaks, treatment with foamed acid of a thick interval of the bore, with a lower bottom hole pressure and the deterioration of the reservoir performance characteristics, as well as the hydraulic fracturing of the formation with the application of CT with a larger diameter (60.3 mm and more).

The CT well completion techniques have been improved, especially those aimed at changing the direction of the flow and installing inflatable packers or bridge plugs during remedial cementing.

CT techniques have found their application in fishing operations too. Quite effective are the techniques of the borehole reaming and enlargement, the running of the liner from CT into the well during the casing pipe repair, which can be also carried out using the fluid flow.

CT have proved effective in production wells with sand-buildup, making it possible to clean perforations, to consolidate sand and remove the materials of the bottomhole "plug" through the casing string in the annular space, while keeping the bottom equipment in the well.

Today, CT ensures the survey of wells with over 1,000 m-long horizontal sections. Measurements can be conducted

плотности (% мас.): газоконденсат – (25,0-30,0), эмультал – (4,5-5,0), АСМ – (15,0-20,0), гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость ГКЖ-11Н – (2,5-3,0), минерализованная вода – остальное. Параметры технологических свойств состава изменяются в пределах: плотность $\rho = 900-960 \text{ кг/м}^3$; условная вязкость по ВБР-1 $T = 344-540 \text{ с}$; фильтратоотдача от 0 до 1,0 $\text{см}^3/30 \text{ мин.}$ при нормальных условиях (22°C); статическое напряжение сдвига через 1/10 мин.: от 43/67 до 215/249 дПа; pH от 10,90 до 11,90. На состав получен патент на изобретение (Пат. № 2213762 РФ) и разработан регламент на его применение.

Необходимость обеспечения ремонтных работ в условиях низких пластовых давлений (до 0,4-0,6 от гидростатического), разрушения ПЗП и возможных поглощений явилась основой для разработки (совместно с сотрудниками ООО НТЦ «Современные газовые системные технологии») облегченной инвертной дисперсии (ОИД) и комплексной технологии ее применения для условий сеноманских залежей Ямбургского ГКМ. Состав ОИД (% мас.) следующий: углеводородная жидкость (инвертно-эмульсионный раствор – ИЭР) – (20-52) стеклянные полые микросферы (МС) – (2,0-30,0); ПАВ – (0,5-3,0); вода – остальное. На состав (в соавторстве) получен патент на изобретение (Пат. № 2176261 РФ).

Технологические свойства разработанной ОИД представлены в табл. 1. Плотность ОИД определяется свойствами исходного инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР) и объ-

– (2,5-3,0), mineralized water makes up the rest. The main processing characteristics of the solution vary within the following limits: density $\rho = 900-960 \text{ kg/m}^3$; funnel viscosity according to the VBR-1 T device = 344-540 s; gravitational water from 0 to 1.0 $\text{cm}^3/30 \text{ min.}$ under normal conditions (22°C); gel stress in 1/10 min.: from 43/67 to 215/249 dPa; pH from 10.9 to 11.9. The solution has been patented in the Russian Federation under No. 2213762). Process procedures has been developed.

Gazprom in cooperation with the Scientific Technical Center for Modern Gas System Technologies has created a lightened invert dispersion and a complex technology of its application at Cenomanian pools of the Yamburg gas-condensate field in order to ensure repair works in the conditions of abnormal low pressure (up to 0.4-0.6 of the hydrostatic pressure), the destruction of the bottomhole formation zone and possible absorptions. The dispersion has the following composition (in percentage, mass fraction): hydrocarbon liquid (invert-emulsion mud) – 20-52; glass hollow microspheres – (2.0-30.0); surface-active agents (0.5-3.0); water makes up the rest. The solution has been co-patented in the Russian Federation under No. 2176261. The processing characteristics of the dispersion are shown in Table 1. The dispersion's density is determined by the characteristics of the original invert-emulsion mud and the volume content of microspheres (Table 2).

The complex technology of the killing of gas wells with

Табл. 1. Показатели технологических свойств ОИД
Table 1. Processing characteristics of the lightened invert dispersion

Показатели/Characteristic		Значение/Value
1.	Объемное содержание МС %об Volume content of microspheres, %vol	15-55
2.	Вязкость по Брукфильду, Пас Brookfield viscosity, Pa·s	0.3-1.06
3.	Плотность, кг/м^3 Density, kg/m^3	900-550
4.	Электростабильность, В Voltage stability, V	240-260
5.	Термостабильность, $^\circ\text{C}$ Thermal stability, $^\circ\text{C}$	100
6.	Отделение УВ, % об/сут Separation of hydrocarbons, %vol/day	0
7.	Фильтрация (ФП-100) при $\Delta P=5,0 \text{ МПа}$, $\text{см}^3/\text{ч}$ (установившийся режим) Filtration (FP-100 device) with $\Delta P=5.0 \text{ MPa}$, cm^3/hour (steady state)	менее 1 Under 1
8.	Состав фильтрата Filtrate composition	98% внешняя среда ИЭР external environment of the invert-emulsion mud

Табл. 2. Расчетные значения плотности ОИД при различном содержании МС
Table 2. Calculated values of the lightened invert dispersion with various content of microspheres

Плотность исходного ИЭР кг/м^3 Density of the original invert-emulsion mud, kg/m^3	Плотность ОИД (кг/м^3) при содержании МС, % об Density of the lightened invert dispersion (kg/m^3) with the content of microspheres, %vol		
	15	25	50
1,100	980	900	700
1,050	938	863	675
1,000	895	825	650
950	853	788	625
900	810	750	600

емным содержанием МС (таблица 2).

Комплексная технология глушения газовых скважин с использованием ОИД включает промывку ее водно-спиртовым раствором ПАВ, закачивание в околоскважинную зону мицеллярного углеводородного раствора ПАВ, блокирование пласта структурированной высоковязкой дисперсией (плотностью не более 650 кг/м^3) и заполнение ствола маловязкой ОИД, в которой

the use of the lightened invert dispersion includes the flushing with the surface-active aqueous-alcoholic solution, the pumping of the surface-active micellar hydrocarbon solution in the near-bore zone, the blocking of the formation with the structured high-viscosity dispersion (with the density not more than 650 kg/m^3) and the filling of the hole with a low-viscosity lightened invert dispersion, in which natural gas practically



природный газ практически не растворяется. При этом, в зависимости от состава применяемых жидкостей, возможна реализация технологии в различных вариантах, сохраняющих устойчивость ПЗП в зависимости от степени обводненности пласта.

Эффект от применения ОИД достигается прежде всего за счет блокирования облегченным дисперсным наполнителем (МС) поровых каналов продуктивного пласта. Размер фракций наполнителя составляет от 15 до 200 мкм и соизмерим с размерами поровых каналов. Образование «сводовых» пробок на входе в эти каналы предотвращает «загрязнение» порового пространства пласта, сокращает расход компонентов при ремонте и уменьшает время на освоение скважин после ремонта.

Для эффективного осуществления ремонтов, связанных с буровыми работами, разработан (совместно с А.А. Яковенко и В.Е. Дубенко) комплекс специальных инструментов: алмазный калибратор с левосторонней навивкой КЛС-139,7, гидравлический монитор МГСК-168, гидромеханический расширитель, которые прошли промысловые испытания на скв. № 138 Щелковского подземного хранилища газа (ПХГ). Сведения о комплексе опубликованы в открытой печати.

Для повышения эффективности первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов разработан состав высокоингибированного бурового раствора на основе фурфуролового спирта, обеспечивающего гидрофобизацию поверхности порового пространства коллектора и снижающего поверхностное натяжение на границе раздела «вода – углеводородная фаза». На состав (в соавторстве) получен патент на изобретение (Пат. № 2203920 РФ).

Для совершенствования ремонтных работ по креплению обводняющей ПЗП скважин проведены исследования закрепляющих составов и фильтрующих материалов, сохраняющих приемлемыми условия фильтрации газа через искусственно создаваемую среду. В результате совместных с сотрудниками ОАО «ВНИИГАЗ» исследований разработана рецептура пенополиуританового материала (таблица 3).

cannot dissolve. Depending on the composition of the liquids applied, the technology can be used in various modes that preserve the stability of the bottomhole formation zone according to the degree of the formation watering.

The application of the lightened invert dispersion is especially effective due to the blocking of pore channels of the producing formation with the lightened disperse filling agent. The size of the fraction of the filling agent varies from 15 to 200 mkm and is commensurable with the size of pore channels. The formation of "arched" plugs at the channel entrance prevents the "contamination" of the pore space of the formation, decreases the expenditure of components during repair and reduces time for the post-repair well development.

A set of special tools for efficient drill-related repair works has been developed in cooperation with A.A. Yakovenko and V.E. Dubovenko. They include a diamond calibrator with a left-sided wind KLS-139.7, hydraulic monitor MGSK-168 and a hydromechanical spreader. They have undergone field tests at well No.138 of the Shchelkovsky underground storage facility. Information about the tool set has been published.

A high-inhibited drilling mud based on furfuryl alcohol has been developed to boost the effectiveness of the primary and secondary drilling-in of the production formation. It ensures the hydrophobization of the surface of the collector's pore space and reduces the surface tension on the "water-hydrocarbon phase" boundary. The solution has been co-patented in the Russian Federation under No. 2203920.

An analysis of fixing agents and filter materials, which maintain acceptable conditions of gas filtration through an induced medium has been carried out with the view of improving repair works in watering bottomhole formation zones. A formula of a foamed polyurethane material has been developed as a result of research conducted in cooperation with the VNIIGAZ gas research institute (see Table 3).

Табл. 3. Результат исследований свойств пенополиуританового фильтрующего материала
Table 3. Results of foamed polyurethane filtering material analysis

Состав Composition	Содержание компонентов, масс. % Content of components, mass %				Время полимеризации, ч Polymerization time, hour	Давление, МПа Pressure, MPa	Напряжение сжатия при деформации 40%, МПа Compression strain under the 40% deformation, MPa	Эффективность очистки Purification efficiency
	Полэфир (П-2200) Polyester (P-2200)	Толуилен- диизоцианат (ТДИ) Toluene diisocyanate	Карбамид Carbamide	Вода Water				
1	50	27	4	19	3	0.7	4.0	Есть песок Sand
2	52	27	4	17	4	2.1	1.0	
3	58	27	4	11	1	1.5	3.0	
4	60	27	4	9	3	0.8	-	
5	55	24	4	17	2	0.3	6.0	
6	55	26	4	15	6	2.3	7.0	Нет песка No sand
7	55	29	4	12	4	2.7	3.0	
8	55	31	4	10	7	0.6	4.0	
9	55	27	3	15	4	0.5	4.0	
10	55	27	4	14	4	2.3	4.0	
11	55	27	5	13	4	2.6	12.0	Есть песок Sand
12	60	27	1	12	4	0.9	4.0	
13	55	27	4	14	5	2.4	10.0	Нет песка No sand
14	56	26	5	12	5	2.3	2.0	
Известный* Known *	68	26	2.7	0.17	Up to 24	0.0025- 0.0075	0.1	

*Другие добавки – остальное / *Other additional agents – rest

Реализация разработанного фильтрующего материала в промышленных условиях позволила обеспечить производительность скважины по газу до 121 м³/сут. На данный способ получено авторское свидетельство на изобретение (А.с. 1608330 СССР).

Для совершенствования технологии крепления ПЗП газовых скважин разработан (в соавторстве) способ доставки гравия в фильтровую зону скважины в жидкости-носителе с последующим его закреплением. В качестве жидкости-носителя рекомендован водный раствор минеральной соли или 30-32% водный раствор окисленного таллового пека (ОТП). Закрепление гравия осуществляется за счет закачивания буферной жидкости, активной по отношению к жидкости-носителю, при этом фазовая проницаемость по газу закрепляемой ПЗП восстанавливается до 86,7% от первоначальной. На способ получено авторское свидетельство на изобретение (А.с. № 1611401 СССР).

Для повышения качества установки цементных мостов при заканчивании и ремонте скважин разработан способ, реализуемый с помощью гидромонитора МГСК-168. Способ предусматривает спуск гидромонитора в заполненную жидкостью скважину до нижней границы интервала установки моста, прокачивание тампонажного раствора с одновременным подъемом к верхней границе установки цементного моста с расчетной скоростью.

Гидромонитор формирует неразрывную струю из всей порции тампонажного раствора в направлении от оси колонны труб между наружной поверхностью монитора и стенками скважины. При этом неразрывную струю тампонажного раствора направляют из гидромонитора в сторону верхней границы интервала установки цементного моста относительно оси колонны труб под углом β , пределы изменения которого определяются неравенством:

$$0 < \beta < 90^\circ, \quad (1)$$

$$\text{где } \beta = \arcsin \frac{\pi \cdot A \cdot d_0 \cdot V_0 (D - d_0)}{2Q \cdot \left(\frac{d_0 \cdot V_0}{D \cdot V_{cr}} - 1 \right)} \quad (2)$$

где β величина угла наклона начального участка неразрывной струи тампонажного раствора к оси колонны труб, град; A — коэффициент, характеризующий расширение неразрывной струи тампонажного раствора по ее течению; d_0 — наружный диаметр щелевой насадки гидромонитора, м; V_0 — начальная скорость истечения неразрывной струи тампонажного раствора при выходе из щелевой насадки, м/с; D — диаметр ствола скважины, м; Q — расход промысловой жидкости при продавливании тампонажного раствора через гидромонитор, м³/с; V_{cr} — критическая скорость неразрывной струи тампонажного раствора при контакте со стенкой скважины, м/с.

Скорость подъема из скважины гидромонитора на трубах определяют для рассчитанного по формуле (2) наклона β на основе следующего неравенства:

$$V_n \leq \frac{4Q}{\pi V_0 d_0 D} \left[V_{cr} - k \sqrt{d_p \frac{\rho_p - \rho_{gm}}{\rho_{gm}}} \right] \left[1 + \frac{\pi A V_0 d_0 (D - d_0)}{2Q \sin \beta} \right],$$

Где V_n — скорость подъема гидромонитора на колонне труб, м/с; k — коэффициент, зависящий от формы шламовой частицы; d_p — диаметр шламовой частицы, м; ρ_p — плотность шламовых частиц, кг/м³, ρ_{gm} — плотность тампонажного раствора, кг/м³.

The application of the filtering material in field conditions ensured the gas well productivity of up to 121 m³ per day. The technique received the USSR inventor's certificate No. 1608330.

A technique of delivering gravel in the filtering zone of the well within the carrying agent with its subsequent fixing has been worked out in order to boost the bottomhole formation zone reinforcement. An aqueous solution of mineral salt or a 30-32% aqueous solution of oxidized tall oil pitch have been recommended as a carrying agent. Gravel is fixed by pumping in a flush fluid, which is active with regard to the carrying agent, with the relative gas permeability of the reinforced bottomhole formation zone restored by up to 86.7 percent of the original one. The technique received the USSR inventor's certificate No. 1611401.

A technique enhancing the quality of cement bridging installation during the completion and repair of wells has been developed, which is implemented with the use of hydraulic monitor MGSK-168. The hydraulic monitor is lowered into the fluid-filled well until the lower boundary of the bridge unit interval, and grouting mortar is pumped in with the simultaneous lifting to the upper boundary of the cement bridge unit with the design speed.

The hydraulic monitor forms a continuous stream of the entire grouting mortar batch from the pipe string axis between the external surface of the hydraulic monitor and hole walls. The continuous grouting mortar stream is directed from the hydraulic monitor toward the upper boundary of the cement bridge unit interval under the β angle with relation to the pipe string axis. The limits of the angle variation are determined by the following inequality:

$$0 < \beta < 90^\circ, \text{ with} \quad (1)$$

$$\beta = \arcsin \frac{\pi \cdot A \cdot d_0 \cdot V_0 (D - d_0)}{2Q \cdot \left(\frac{d_0 \cdot V_0}{D \cdot V_{cr}} - 1 \right)}, \quad (2)$$

where β is the value of the angle of lean of the initial section of the continuous grouting mortar stream toward the pipe strings axis, in degrees; A is the coefficient characterizing the expansion of the continuous grouting mortar stream as it flows; d_0 is the outside diameter of the slotted head of the hydraulic monitor, in meters; V_0 is the initial velocity of the flow of the continuous grouting mortar stream as it leaves the slotted head, m/s; D is the borehole diameter, meters; Q is the consumption of the circulation fluid during the squeezing of the grouting mortar through the hydraulic monitor, m³/s; V_{cr} is the critical speed of the continuous grouting mortar stream during its contact with the hole wall, m/s.

The velocity of lifting the hydraulic monitor on tubes is determined for β on the basis of the following inequality:

$$V_n \leq \frac{4Q}{\pi V_0 d_0 D} \left[V_{cr} - k \sqrt{d_p \frac{\rho_p - \rho_{gm}}{\rho_{gm}}} \right] \left[1 + \frac{\pi A V_0 d_0 (D - d_0)}{2Q \sin \beta} \right],$$

V_n is the velocity of lifting the hydraulic monitor on the pipe string, m/s; k is the coefficient depending on the form of the sludge particle; d_p is the diameter of the sludge particle; ρ_p is the density of the sludge particle, ρ_{gm} is the density of the grouting mortar, kg/m³.



На данный способ установки цементных мостов получен (в соавторстве) патент на изобретение (Пат. №2170334 РФ).

Для повышения эффективности РИР в высокопроницаемых коллекторах сеноманских отложений основных ГКМ Западной Сибири, в которых газопроницаемость «промытых» зон составляет от 1 до 5 мкм² и более, разработан состав, включающие: ГКЖ-11Н, водный раствор поливинилового спирта (ПВС), АСМ. Сведения о составе и свойствах получаемого изолирующего материала представлены в таблице 4.

The given cement bridge installation technique has been co-patented in the Russian Federation under No. 2170334.

Researchers have developed a special solution to enhance the efficiency of remedial cementing in high-permeability collectors at Cenomanian deposits of major West Siberian gas-condensate fields, in which gas permeability of "flooded" zones accounts for 1 up to 5 mkm² and more. The solution includes water repellent organosilicon liquid 11N, aqueous solution of polyvinyl alcohol, aluminosilicate microspheres. Table 4 shows the composition and characteristics of the given insulating material.

Табл. 4. Состав рецептур и результаты определения времени формирования и характеристики изолирующего материала

Состав рабочего раствора, % (массовая доля)	Объемное соотношение раствора ПВС+АСМ и ГКЖ-11Н	Время образования изолирующего материала, ч	Качественная характеристика образовавшегося изолирующего материала
(5%-ный раствор ПВС + 2,5% АСМ) + ГКЖ-11Н	1.0:0.5	24	Гелеобразная масса
(5%-ный раствор ПВС + 2,5% АСМ) + ГКЖ-11Н	1.0:1.0	24	Резиноподобный гель
(7,5%-ный раствор ПВС + 2,5% АСМ) + ГКЖ-11Н	1.0:1.0	24	Резиноподобный гель
(7,5%-ный раствор ПВС + 5% АСМ) + ГКЖ-11Н	1.0:1.0	24	Плотный резиноподобный гель
(10%-ный раствор ПВС + 5% АСМ) + ГКЖ-11Н	1.0:1.0	24	Плотный резиноподобный гель

На состав получен (в соавторстве) патент на изобретение (Пат. №2211306 РФ).

Table 4. Formula composition, time of formation and characteristics of the insulating material

Process solution composition, % (mass fraction)	polyvinyl alcohol+ aluminosili- cate microspheres+ water repel- lent organosilicon liquid 11N	Time of insulating material formation, hours	Qualitative characteristic of the insulating material
5% polyvinyl alcohol solution+ 2.5% aluminosilicate microspheres+ water repellent organosilicon liquid 11N	1.0:0.5	24	Jelly-like mix
5% polyvinyl alcohol solution+ 2.5% aluminosilicate microspheres+ water repellent organosilicon liquid 11N	1.0:1.0	24	Rubber-like gel
7.5% polyvinyl alcohol solution+ 2.5% aluminosilicate microspheres+ water repellent organosilicon liquid 11N	1.0:1.0	24	Rubber-like gel
7.5% polyvinyl alcohol solution+ 5.0% aluminosilicate microspheres+ water repellent organosilicon liquid 11N	1.0:1.0	24	Thick rubber-like gel
10% polyvinyl alcohol solution+ 5.0% aluminosilicate microspheres+ water repellent organosilicon liquid 11N	1.0:1.0	24	Thick rubber-like gel

The solution has been co-patented in the Russian Federation under No. 2211306.

Для проведения водоизоляционных работ в пологих (суб-горизонтальных) и горизонтальных скважинах разработан способ (рисунок 1), основанный на применении ГТ.

The following CT technique is applied for water shutoff in flat (subhorizontal) and horizontal wells (see Fig.1).

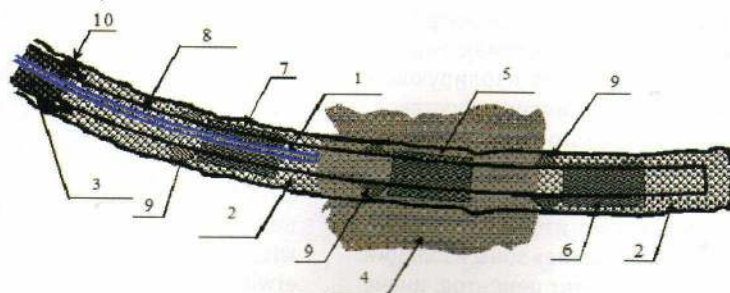


Рис. 1. Схема реализации способа изоляции притока пластовых вод с помощью ГТ в субгоризонтальных и горизонтальных скважинах

Fig. 1. Fluid shutoff in subhorizontal and horizontal wells with the use of CT.

Вид ремонта	2000	2001			2002			2003			2004			Total from 2001 to 2004		
	Кол-во скв., шт.	Кол-во скважин, шт.			Кол-во скважин, шт.			Кол-во скважин, шт.			Кол-во скважин, шт.			Кол-во отремонтированных скважин, шт.		
		прогр.	план	факт	прогр.	план	факт	прогр.	план	факт	прогр.	план	факт	прогр.	план	%
ОАО "Газпром"																
Ремонт скважин	749	1068	1022	1054	1144	1019	952	1156	886	975	1171	912	958	4539	3939	87%
- на месторождениях	398	668	676	706	700	596	549	703	524	571	721	530	557	2792	2383	85%
- капитальный ремонт	398	668	676	706	700	596	549	703	524	571	721	530	557	2792	2383	85%
- на ПХГ	311	370	315	318	439	422	402	448	361	403	445	381	401	1702	1524	90%
- на других объектах	40	30	31	30	5	1	1	5	1	1	5	1	-	45	32	71%
в т.ч., Западная Сибирь	227	414	414	370	449	433	397	453	399	390	463	391	396	1779	1553	87%
ООО "Уренгойгазпром"	194	240	240	277	240	257	245	240	241	240	240	240	240	960	952	99%
ООО "Ямбурггаздобыча"	41	82	82	51	93	70	60	98	70	57	102	54	58	375	226	60%
ООО "Надымгазпром"	24	46	46	39	55	44	40	55	39	43	55	48	47	199	169	85%
ООО "Ноябрьскгаздобыча"	18	46	46	53	61	62	52	60	49	50	66	49	51	233	206	88%
ООО "Севергазпром"	10	10	10	13	11	10	12	11	11	17	12	12	14	44	56	127%

Сведения о выполнении объемов капитального ремонта скважин по объектам добычи ОАО «Газпром» за 2004 год:

Data on well workover implementation at Gazprom's enterprises in 2004:

Enterprises	2004 workover plan	Well workover implementation over 12 months of 2004				Hydraulic fracturing of formation	
		Well workover		Including CT well repair		Hydraulic fracturing schedule for 2004, number of frac	Actual number of hydraulic fracturing completed over 12 months of 2004
		Actual number of repaired wells	Percentage of implementation	Actual number of repaired wells	Percentage of implementation		
Gazprom	530	57	105%	224	40%	43	28
Gas wells	284	325	114%	155	48%	6	1
Gas-condensate wells	147	158	107%	47	30%	18	14
Oil wells	99	74	75%	22	30%	19	13
West Siberia	391	396	101%	156	39%	40	25
Gas wells	230	251	109%	114	45%	6	1
Gas-condensate wells	66	77	117%	21	31%	15	11
Oil wells	95	68	72%	21	31%	19	13
Other regions	139	161	116%	68	42%	3	3
Gas wells	54	74	137%	41	55%		
Gas-condensate wells	81	81	100%	26	32%	3	3
Oil wells	4	6	150%	1	17%		
Urengoigazprom	240	240	100%	102	43%	27	15
Gas wells	106	126	119%	64	51%	4	0
Gas-condensate wells	39	46	118%	17	37%	4	2
Oil wells	95	68	72%	21	31%	19	13



Yamburggazdobycha	54	58	107%	10	17%	13	10
Gas wells	30	32	107%	6	19%	2	1
Gas-condensate wells	24	26	108%	4	15%	11	9
Nadymgazprom	48	47	98%	17			
Gas wells	45	42	93%	17	40%		
Gas-condensate wells	3	5	167%	0			
Noyabrskgazdobycha	49	51	104%	27	53%		
Gas wells	49	51	104%	27	53%		

Foreign gas

Выполнение КРС за 12 мес. 2004 г.

Предприятия	План КРС на 2004 г., шт.	КРС		В т.ч. ремонт скважин с помощью колтюбинга		Гидро разрыв пласта	
		факт, шт.	% выполнен.	факт, шт.	% выполнен.	План ГРП на 2004 г., шт.	Факт ГРП за 12 мес. 2004 г., шт.
ОАО "Газпром"	530	57	105%	224	40%	43	28
газовые	284	325	114%	155	48%	6	1
газокондентсатные	147	158	107%	47	30%	18	14
нефтяные	99	74	75%	22	30%	19	13
Западная Сибирь	391	396	101%	156	39%	40	25
газовые	230	251	109%	114	45%	6	1
газокондентсатные	66	77	117%	21	31%	15	11
нефтяные	95	68	72%	21	31%	19	13
Другие регионы	139	161	116%	68	42%	3	3
газовые	54	74	137%	41	55%		
газокондентсатные	81	81	100%	26	32%	3	3
нефтяные	4	6	150%	1	17%		
Уренгойгазпром	240	240	100%	102	43%	27	15
газовые	106	126	119%	64	51%	4	0
газокондентсатные	39	46	118%	17	37%	4	2
нефтяные	95	68	72%	21	31%	19	13
Ямбурггаздобыча	54	58	107%	10	17%	13	10
газовые	30	32	107%	6	19%	2	1
газокондентсатные	24	26	108%	4	15%	11	9
Надымгазпром	48	47	98%	17			
газовые	45	42	93%	17	40%		
газокондентсатные	3	5	167%	0			
Ноябрьскгаздобыча	49	51	104%	27	53%		
газовые	49	51	104%	27	53%		

СПРАВОЧНО-ИНФОРМАЦИОННЫЙ КАТАЛОГ



ПОЛНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

О ТЕХНОЛОГИЯХ,
ОБОРУДОВАНИИ
И ПРОФЕССИОНАЛАХ

ДЛЯ

РУКОВОДИТЕЛЕЙ
ДОБЫВАЮЩИХ
И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ,

НАЧАЛЬНИКОВ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ
ПО РЕМОНТУ И БУРЕНИЮ СКВАЖИН,

СПЕЦИАЛИСТОВ УПРАВЛЕНИЙ КРС И ПРС,

РАБОТНИКОВ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИХ
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОТДЕЛОВ

РЕКЛАМА В КАТАЛОГЕ:

+7 495 5406856, info@crkt.ru, crkt@inbox.ru

ПРИБОРЕТЕНИЕ КАТАЛОГА:

+375 17 2983586, irina.crkt@mail.ru, alexandra.crkt@mail.ru

Fidmash®



Coiled tubing equipment-our profession



- Coiled Tubing Units
- Pumping Equipment
- Fracturing Support Equipment
- Offshore Coiled Tubing Equipment
- Blowout Preventer Equipment
- Injectors



Coiled tubing equipment production
is certified for ISO 9001:2000 conformation

You are welcome to contact us for detailed information or consultation:

26, Rybalko str., Minsk 220033 Belarus

tel.: +375 17 298-24-17, fax: +375 17 248-30-26

E-mail: fidmashsales@nov.com

www.fidmashnov.com