



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

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

**РАЗВИТИЕ
МИКРОСКВАЖИННЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ В США
US DOE'S MICROHOLE
TECHNOLOGY INITIATIVE**

**«РЕГИОН»
РАСШИРЯЕТ ГРАНИЦЫ
REGION DELOCALIZES**

**ВОДОИЗОЛЯЦИЯ
В УСЛОВИЯХ АНПД
UNDERBALANCED WATER
SHUTOFF SOLUTION**

Coiled tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

Times 1'06

Кабельное спуско-подъёмное оборудование

● Головка для регулировки закачки смазки Enviro™

● Шаровой контрольный клапан

● Секции лубрикатора

● Переходник для экспресс-испытания

● Устьевой переходной фланец



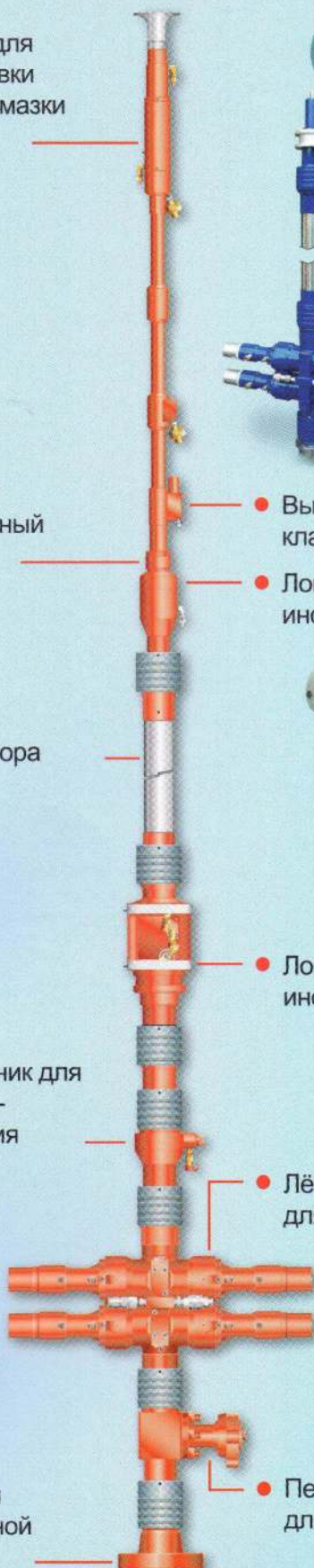
● Выпускной клапан

● Ловитель инструмента

● Ловушка для инструмента

● Лёгкий клапан для кабеля

● Переходник для всасывания



Модуль управления "E-Lite" серии 5



«Лёгкий» клапан для кабеля



Плашка конструкции Q-Guide™

www.elmar.co.uk

ELMAR - ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

Энтерпрайз Драйв, Вестхилл Индастриал Истейт, Вестхилл, Абердин AB32 6TQ
Шотландия, Великобритания
Тел.: +44 1224 740261 Отдел продаж: +44 1224 748700
Факс: +44 1224 743138 Электронная почта: sales@elmar.co.uk



FIDMASH - ГОЛОВНОЙ ОФИС В МИНСКЕ

ул. Рыбалко, 26, Минск, 220033, Республика Беларусь
тел.: +375 (17) 299-24-18, факс: +375 (17) 248-30-26
e-mail: info@fid.by



**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,
заместитель генерального директора
СЗАО «ФИДМАШ»

В.С. ВОЙТЕНКО,
д.т.н., академик РАЕН

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

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

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

Р. КЛАРК,
вице-президент Группы ФИД

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

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

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

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

В.А. ШУРИНОВ,
директор НП «ЦРКТ»

**PRESIDENT
OF EDITORIAL BOARD**

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

VICE-PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

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

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

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

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

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

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

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

RON CLARKE,
Vice-president of FID Group

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

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

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

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

V.A. SHURINOV,
Director of NP CRKT

СОДЕРЖАНИЕ

СЛОВО ПРОФИ/EXPERT'S OPINION

«РЕГИОН» РАСШИРЯЕТ ГРАНИЦЫ

ИНТЕРВЬЮ С ГЕНЕРАЛЬНЫМ ДИРЕКТОРОМ КОМПАНИИ «РЕГИОН» П.А. КАТЕРИНЧУКОМ

REGION DELOCALIZES

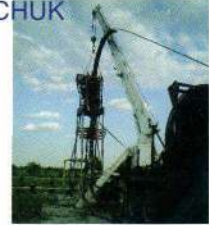
AN INTERVIEW WITH GENERAL MANAGER OF REGION COMPANY P.A. KATERINCHUK

4

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

МЕНЬШЕ – ЛУЧШЕ

WHEN AN INCH IS AS GOOD AS AN ELL



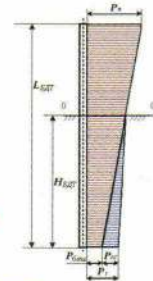
10

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ

ДЛИННОМЕРНЫХ БЕЗМУФТОВЫХ ТРУБ

NONDESTRUCTIVE

INSPECTION OF COILED TUBING



18

ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК В УСЛОВИЯХ АНПД

PECULIARITIES OF UNDERBALANCED WATER SHUTOFF ACTIVITIES

WITH COILED TUBING UNITS

22



НАУКА/SCIENCE

ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ

ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ ОТ ПЕСКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ

TECHNOLOGY OF WELL BOTTOMHOLE FORMATION ZONE CLEANING

FROM SAND USING COILED TUBING TECHNOLOGY

28

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Елена Жук (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

Наталья Крицкая

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН

Дмитрий Оганесян

ОБЛОЖКА

Виктор Голованов

ПЕРЕВОД

Сергей Сухорученко

Андрей Игнашев

ПОДПИСКА И РАССЫЛКА

Юлия Горшкова (magazine@crkt.ru)

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ

117036, г. Москва,

ул. Профсоюзная, д.3., комн.621.

Тел./факс: (095) 124-85-83

Тел.: (095) 124-63-10

www.crkt.ru

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

Тираж: 2000 экз. Первый завод: 1000 экз.

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

Регистрационный номер ПИ № 77-16977

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

Журнал распространяется среди нефтегазовых компаний и профильных научных институтов.

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

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

РЕКЛАМОДАТЕЛИ

Elmar

Foremost

ITE LLC Moscow

TEM

ИД «Нефть и Капитал»

ФИДМАШ СЗАО

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.

Отпечатано в типографии

ООО «Полипринт»,

г. Минск, ул. Ботаническая, 5а.

Заказ № 618.

Лицензия 02330/0056697 от 29.03.04 г.

CONTENTS

ИННОВАЦИИ/NOVELTIES

35



ЗА РУБЕЖОМ/ABROAD

АННОТАЦИИ СТАТЕЙ,

ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГУ,
ОРГАНИЗОВАННОЙ SPE/ICOTA 12-13 АПРЕЛЯ 2005 Г. (ХЬЮСТОН, ТЕХАС)

THE ABSTRACTS OF THE PAPERS,

PRESENTED AT THE 2005 SPE/ICOTA COILED TUBING CONFERENCE,
12-13 APRIL 2005 HOUSTON, TEXAS

40

ЭКОЛОГИЯ/ECOLOGY



ЭНЕРГИЯ БУДУЩЕГО:

КАК ЗАСТАВИТЬ СОЛНЦЕ РАБОТАТЬ НА НАС

ENERGY OF THE FUTURE:

WHAT IT TAKES TO MAKE SUN WORK FOR US

52



PHOTOGRAPHIC COMPETITION/ФОТОКОНКУРС

56

58

ЛЕНТА НОВОСТЕЙ/NEWS

62

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ/
INTERNATIONAL EXHIBITIONS&CONFERENCES

EDITOR-IN-CHIEF

Elena Zhuk (cttimes@gin.by)

SCIENTIFIC CONSULTANT

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

STYLE EDITOR

Natalia Krytskaya

COMPUTER MAKING UP & DESIGN

Dmitry 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

SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION

Julia Gorshkova (magazine@crkt.ru)

MAGAZINE HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION BY:

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

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

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

Edition: 2000 copies. The first party: 1000 copies
The Magazine is registered by the Ministry of Press,
TV and Broadcasting, Mass Communication of the
Russian Federation

Registration number ПИ № 77-16977

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

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

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

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

The Magazine offers a cooperation to advertisers
and persons concerned.

ADVERTISERS

Elmar

Fidmash CJSC

Foremost

ITE LLC Moscow

TEM

PH «Oil & Capital»

«РЕГИОН» РАСШИРЯЕТ ГРАНИЦЫ

ИНТЕРВЬЮ С ГЕНЕРАЛЬНЫМ ДИРЕКТОРОМ КОМПАНИИ «РЕГИОН»
П.А. КАТЕРИНЧУКОМ

REGION DELOCALIZES

AN INTERVIEW WITH GENERAL MANAGER OF REGION COMPANY
P.A. KATERINCHUK

Время колтюбинга: Петр Алексеевич, вернемся к началу нашего знакомства с компанией «Регион», которое состоялось более полутора лет назад. С чем связан такой выбор названия компании? Означает ли оно, что выполнение строительства, ремонта и восстановления скважин имеет территориальное ограничение (только в Украине)?

Петр Катеринчук: Прежде всего хочу поблагодарить ваш журнал в лице его редакционного совета за искреннее внимание к своим читателям, каковыми мы также являемся, за стремление освещать на высоком профессиональном уровне достижения и проблемы развития колтюбинговых технологий, за ваш живой интерес к компаниям, которые работают в этой области.

Вопрос выбора названия нашей компании не был непосредственным образом связан с территориальным ограничением сферы нашей деятельности. Скорее, мы хотели подчеркнуть истоки создания компании как нового предприятия в нефтегазовой отрасли Украины, а это — чудесный край Прикарпатье, где мы делали свои «первые шаги».

Теперь мы работаем не только в западном регионе, в Крыму, но и в восточных областях Украины. Сегодня технический и интеллектуальный потенциал компании позволяет нам сотрудничать не только с ведущими нефтегазодобывающими и научно-исследовательскими предприятиями Украины, такими как ОАО «Укрнефть», ДК «Укргаздобыча», ГАО «Черноморнефтегаз», ГП «ЗападУкрГеология», ДК «Укртрансгаз», Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, ЦНИЛ, СП «Полтавская газонефтяная компания», но и со многими зарубежными партнерами.

ВК: Расскажите, пожалуйста, подробнее, какие услуги готова предоставить компания сегодня на нефтегазовом рынке?

Начав свою деятельность с бурения и капитального ремонта скважин установками отечественного производства, мы в дальнейшем позиционировали компанию в нефтегазовом комплексе как сервисное предприятие с широким спектром услуг, а именно:

- применение колтюбинговых технологий (установки Coiled Tubing с диаметром ГБТ $5/4"$, длиной 2900 м и 5500 м);
- текущий и капитальный ремонт скважин;
- бурение глубоких нефтегазовых скважин;
- проектирование геологоразведочных работ, опытно-промышленной и промышленной разработки месторождений, строительства скважин;
- интенсификация притока флюидов (гидроразрыв пласта, в том числе с использованием кислоты, кислотная обработка и пр.).

Coiled tubing times: Petr Alexeyevich, let us get back to the beginning of our acquaintance with company Region, which took place over a year and a half ago. What is the name of the company connected with? Does it mean that drilling, servicing and well recovery has local restriction (Ukraine only)?

Petr Katerinchuk: First of all I would like to thank your magazine in the person of its editors for sincere attention to its readers, which also we are, for the striving for shedding light on high professional level on achievements and problems of CT technologies, for the keen interest towards companies involved in this field.

The issue of name selection for our company was not connected to the regional restriction of the area of our activity. We would like rather to emphasize the origins of the company, as a new enterprise in oil and gas industry of Ukraine and this beautiful place – Ciscarpathian, where we took our first steps.





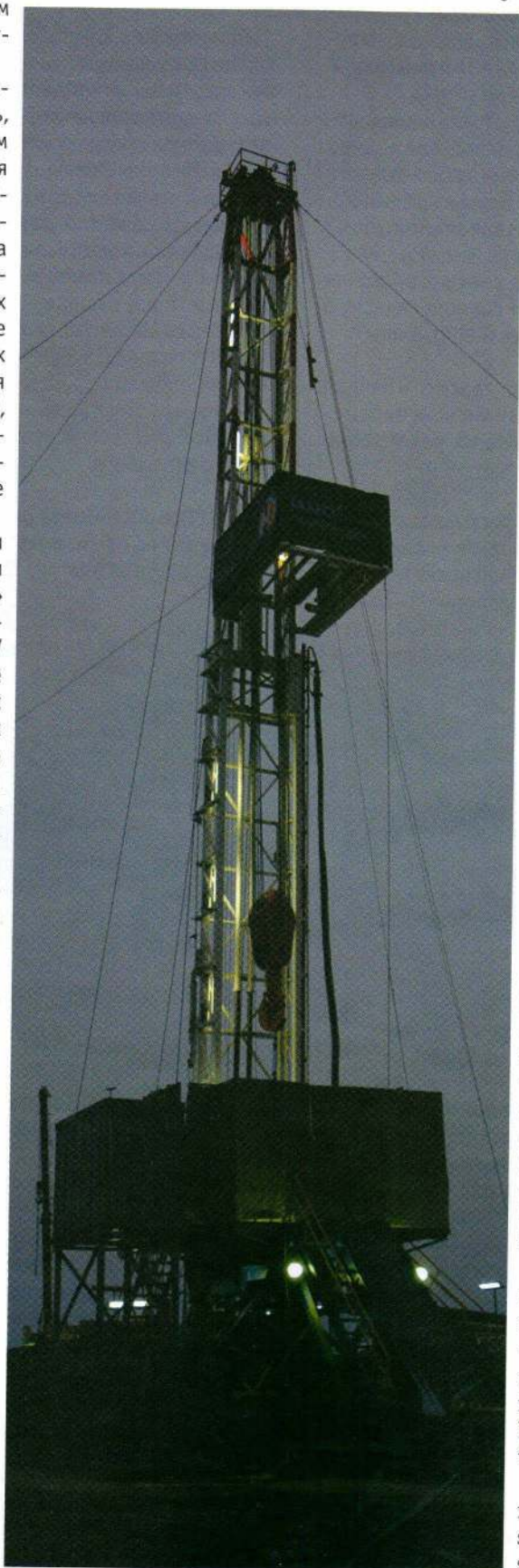
ВК: Как складывался бизнес в течение последних полутора лет?

За прошедший год мы в Крыму провели освоение скважины Фонтановского месторождения с аномально высоким пластовым давлением, глубиной 4000 м, а также выполнили интересную работу по повышению продуктивности нагнетательной скважины Глебовского ПХГ методом очистки ствола с последующим освоением ее с помощью азотной установки.

Следующим серьезным районом работ и, нужно отметить, новым для нас в геологическом смысле, были месторождения центральной и восточной Украины, район так называемой Днепровско-Донецкой впадины. На сегодняшний момент мы провели с помощью колтюбинговых технологий освоение более 11 скважин на месторождениях СП «Полтавская газонефтяная компания». Это — скважины, которые характеризуются значительными глубинами (не менее 3 000 м), газовые, нефтяные и газоконденсатные.

Также в прошлом году мы выполнили работы на 7-ми скважинах ОАО «Укрнефть» (Бориславского и Долинского НГДУ). В Долинском НГДУ проводилось возобновление приемистости нагнетательных скважин. Особенностью данных работ заключались в том, что для очистки ствола скважины использовался турбобур с долотом Ø58 мм, который монтировался на конце гибкой трубы.

Такая необходимость возникла, поскольку ствол скважины практически полностью был заполнен соляными отложениями из сульфидов металла, скрепленных карбонатами и сульфатами кальция, которые были настолько прочными, что в некоторых случаях не поддавались интенсивному разрушению даже при использовании забойного двигателя. Для разрушения солевых отложений в скважине устанавливались кислотные ванны. Для увеличения проходки и улучшения выноса выбуренной породы использовались 0,2 %-ные водные растворы полиакриламида. После очистки ствола скважин проводилась солянокислотная обработка призабойной зоны пласта. Результатом работ стало возрастание приемистости скважин с 20–40 до 250–420 м³/сут.



Today we operate not only in western regions, Crimea, but in eastern districts of Ukraine. Today, technical and intellectual potential of the company not only allows working with leading oil and gas producing and research enterprises of Ukraine, such as Urkneft, Ukgazdobycha, Chernomorneft, ZapadUkrGeology, Ukrtransgaz, Ivanono-Frankovski national technical university of oil and gas, CNIL, Poltavskaya gasonefityanaya kompaniya, but also with many foreign partners.

CTT: Please, tell us in detail which services are you ready to offer to oil and gas market?

Having started our activity with drilling and workover with units of local manufacturing, we further positioned the company in oil and gas complex as a servicing enterprise with wide range of services, namely:

- the application of CT technologies (CTU with O.D. 5/4", length: 2900 and 5500 meters);
- well maintenance activities and workover;
- drilling of deep oil and gas wells;
- design of exploration activities, experimental-industrial and industrial development of fields, well construction;
- fluid inflow stimulation (hydraulic fracturing, as well as using acids, acid treatments and so on).

CTT: How was the business during the last year and a half?

During last year in Crimea we conducted development of a well of Fontanovskoe filed with abnormally low formation pressure, depth – 4000 meters and also conducted an interesting job aimed at production stimulation of injection well of Glebovski UGSF by mean of bore cleaning with following development with nitrogen unit.

The next important scope of activity and also a new job in geological meaning were the fields of central and eastern Ukraine, the district of so-called Dneprovsko-Donetskaya cavity. Today with the help of CT technologies we conducted development of over 11 wells of the fields of Joint Venture Poltavskaya Gasoneftanaya kompaniya. These are the wells that are characterized with significant depths (not less than 3000 m), gas, oil and gas-condensate.

Also the last year we conducted jobs on 7 wells of Ukrneft (Borislavski and Dolinski oil-and-gas production department – NGDU). In Dolinski NGDU we conducted restoration of well infectivity. The peculiarity of the job is that in order to clean well bore we used a turbo drill with 58 mm bit, that was installed on other tubing end.

Such necessity arose as well bore was almost filled up with salt deposits from metal sulfides, fixed with carbonates and calcium sulfides, that were so strong, that in many

СЛОВО ПРОФИ/ЭКСПЕРТ'S OPINION

ВК: С какими итогами вы завершили прошлый год?

По моему мнению, основными техническими и организационными итогами прошлого года являются:

- успешные работы и налаживание более тесных деловых отношений с компанией, основанной на зарубежном капитале, — СП «Полтавская газонефтяная компания»;
- компания «Регион» помимо разработки своих нефтегазовых месторождений стала также основным предприятием по колтюбинговому сервису и использованию передового зарубежного опыта бурения скважин на основании импортного оборудования на украинском рынке;
- сегодня создана гибкая структура управления и организации компании, которая адаптирована к условиям украинского рынка, основная особенность которого — частое изменение законодательной базы в нефтегазодобывающей промышленности, существование крупных монополий;
- увеличение капитала компании, за счет которого мы внедряем и развиваем техническую и технологическую базу, опираясь на зарубежный и отечественный опыт.

ВК: Старинная китайская пословица гласит: «Не дай вам Бог жить в эпоху перемен». Отразились ли перемены политической обстановки в Украине на реализации планов?

Безусловно, прошедший год был непростым для нефтегазовой отрасли. Но я бы не стал напрямую связывать определенные проблемы отрасли со сменой правительства. Я думаю, что политические перемены, наоборот, вызвали к жизни положительные процессы в обществе, отказ от традиционных представлений во всех сферах, поиски новых путей развития и новых решений. Ведь, как гласит другая китайская пословица: «Если есть результат — была и причина, если есть польза — был и вред».

ВК: Стоит ли перед компанией проблема конкуренции? Как вы оцениваете свои позиции на внутреннем рынке? Что с выходом на зарубежные?

Бизнес по предоставлению сервисными компаниями услуг нефтегазодобывающим предприятиям в Украине имеет ряд особенностей, а именно: основными потенциальными заказчиками являются монопольные предприятия ДП «Укргаздобыча», ОАО «Укрнефть» и ряд менее крупных, основанных на частном или зарубежном капитале компаний. Если вторые используют широкий спектр предоставляемых сервисными компаниями услуг, то монопольные предприятия в основном строят свою деятельность по принципу «все делать своими производственными возможностями». В некоторой мере это тормозит внедрение передовых и, как правило, более дорогих, но эффективных технологий.

С другой стороны, меня, как руководителя, безусловно, не может не радовать тот факт, что коллектив компании, который сложился в последние годы, не только стал единым, сплоченным организмом, но и формирует мою уверенность в себе и мое видение перспектив развития «Региона».

Я думаю, такой tandem является залогом крепких позиций нашей компании на внутреннем рынке Украины и продвижения «Региона» на рынок зарубежный.

Если говорить о реальных проблемах конкуренции, то прежде всего хочу отметить, что здоровая, базирующаяся на борьбе новых технологий, идей и проектов конкуренция всегда будет основой для развития любого предприятия и всей нефтегазовой отрасли в целом.

cases withstanded intense destruction even when downhole motor was used. In order to shatter salt deposits inside the well we used acid baths. To increase penetration and cuttings carriage they used 0.2 % water solutions of polyacrylamide. After hole cleaning we conducted acid treatments with hydrochloric acid. As a result well infectivity increased from 20–30 to 250–420 m³ per day.

CCT: What were the results of the last year?

In my opinion, the main technical and organizational results of the last year were:

- successful activity and establishment of over 10 business contacts with company with foreign investments – Poltavskaya gazoneftyanaya kompaniya;
- besides development of its oil and gas fields company Region became the main company for coiled tubing servicing and use of advanced well drilling experience using foreign equipment on Ukrainian market;
- today there has been established flexible managing and organizational company managing structure, that has been adapted to Ukrainian market, the main distinctive feature of which is changes in legislation of oil producing industry, presence of huge monopolies;
- company stock increase, owing to we introduce and develop technical and technological base, backing on foreign and domestic experience.

CCT: The old Chinese proverb says: “Heaven forbid living in the times of changes”. Do political changes have any impact on your business?

No doubt, last year was a very difficult year for oil and gas industry. But I would not make any matches with government change. I think that political changes brought to life positive changes in society, refusal of traditional ideas in all the spheres, seeking of new ways of development and new solutions. Another Chinese proverb says: “If there is a result, there must be a reason, if there is benefit, there was damage”.

CCT: Are there any competition issues? How do you estimate you market position? What about foreign markets?

Business, according to conception of servicing companies towards oil and gas producing companies in Ukraine has a number of distinctive features, namely: main potential customers are monopolistic enterprises of Ukrzagzobycha, Ukrneft and a number of smaller, based on private or foreign capital. The later use wider range of the services represented on the market, monopolist companies mainly plan its activity on principle – do everything by their own. To some extent it stops introduction of advanced and as a rule more expensive but more efficient technologies. On the other hand, as a manager, I am very happy that company team, formed during last years, not only became a united, solid organism, but also proves my confidence in myself and my view of Region development prospective.

I think such tandem is security of strong position of our company on Ukrainian market and promotion of Region to foreign markets.

Talking about real competition issues, first of all I would like to admit that sound competition, based on new technologies, ideas and projects would always be a basis for development of any enterprise and all oil and gas industry in general.

CCT: Which Ukrainian and foreign companies are you working with? Do you have any mutual projects?

During years we have good partner relations with such Polish company as Poiski нефти i gaza (Krosno). Last year our company



ВК: С какими украинскими и зарубежными компаниями вы сотрудничаете? Есть ли у вас сейчас совместные проекты?

За несколько лет у нас сложились хорошие партнерские отношения с такой польской компанией, как «Поиски нефти и газа» (г. Кросно). В прошлом году наша компания начала тесно сотрудничать с польской компанией «Поиски нефти и газа» (г. Ясло).

Для бурения, а также для ремонтных работ в Украину был завезен самоходный буровой станок «Кремко-900». Сейчас эта буровая установка работает в Полтавской области. Проведен ряд работ по капитальному ремонту 3 скважин, а в данный момент бурится скважина проектной глубиной 2600 м.

Существует реальная перспектива сотрудничества с компанией Regal Petroleum в области капитального ремонта и бурения скважин. В настоящий момент ведутся переговоры о начале таких работ уже в 2006 году.

started cooperation with Polish company Poiski нефти i газа (Yaslo). For drilling, as well as for servicing activity they brought self-propelled drilling unit Kremko-900 in Ukraine. Now this drilling unit operates in Poltavski district. They conducted workover of 3 wells, and now they drill a well with total depth of 2600 m.

There is a real prospective of cooperation with company Regal petroleum in the field of drilling and workover. Now we negotiate on beginning of such activity in 2006.

CCT: Let us talk about the subject of our special interest. What is new in the coiled tubing field?

Frequent use of coiled tubing on wells of Ukrainian customers brought the need for development of a number of technologies on its basis, that have shown its efficiency and also generation of a number of requirements towards coiled tubing units. Our first experience of coiled tubing unit application showed that pumping and nitrogen units manufactured in Ukraine and CIS countries are not suitable for this kind of jobs.



Мобильный буровой станок Kremco-900/Mobile drilling rig Kremco-900

ВК: Поговорим о предмете нашего специального интереса. Что нового в области применения колтюбинга?

Частое использование колтюбинга в условиях скважин украинских заказчиков привело к необходимости разработки ряда технологий на его основе, которые показали свою эффективность, а также формирования ряда требований к самим колтюбинговым установкам. Наш первый опыт применения колтюбинга показал непригодность при использовании данных технологий насосных агрегатов, выпущенных в Украине и СНГ, а также азотных отечественных установок. Причиной этому были, во-первых, большие пульсации давления, а во-вторых, низкое давление на выходе из установки.

The reasons were: first - pressure pulsation, second - low output pressure.

Any further experience of coiled tubing made us understand that we have to make complex solutions of any issue: purchase foreign pumping and nitrogen units, technical features of which provide efficient and accident free operation of coiled tubing units. Today, our company uses a comprehensive system for coiled tubing operation: pumping unit with smooth feeding (with no pressure pulsation) TWS-400, high pressure nitrogen unit NTP-180. The use of the system allowed servicing Dolinaneftgaz (Ukrneft) injection wells efficiently under very complicated conditions.

CCT: We wonder if the original CT equipment set has been changed since the purchase? Did you have to buy auxiliary equipment?

Дальнейший опыт использования колтюбинга привел нас к выводу, что нужно комплексно подходить к решению проблемы: приобретать зарубежные насосные и азотные установки, технические параметры которых обеспечивают эффективную, безаварийную работу колтюбинга. И на сегодня наша компания использует целый комплекс при работе с колтюбингом: насосный агрегат с плавной подачей (без пульсаций давления) TWS-400, азотную установку высокого давления NTP-180. Использование всего этого комплекса позволило, в частности, на скважинах НГДУ «Долинанефтегаз» (ОАО «Укрнефть») эффективно провести восстановление нагнетательных скважин в очень сложных технических условиях их работы.

ВК: Подвергалось ли пересмотру комплектация колтюбингового оборудования со времени первоначальной закупки? Пришлось ли приобретать дополнительное оборудование?

Да, мы планируем провести ряд модернизаций, в частности увеличение мощности нашего насосного агрегата TWS с максимального давления 400 атмосфер до давления в 700 атмосфер, а также соответствующие замены оборудования высокого давления на нашей колтюбинговой установке для поддержания в режиме работы до 700 атмосфер при закачке.

ВК: Работа с колтюбинговым оборудованием требует высокой квалификации. Где находите специалистов? Принимаете ли молодежь для работы с колтюбингом, как обучаете?

Поскольку изначально наша сервисная компания была создана как совместное украинско-польское предприятие, то мы фактически опирались на обученность и высокую квалификацию наших польских коллег. Наряду с этим подтянули молодых специалистов из Ивано-Франковского национального технического университета нефти и газа, которые прошли сначала теоретическое обучение в Польше, а затем — практическую школу непосредственно при работе на скважинах.

ВК: Можете ли поделиться планами на будущее?

Сделать упор, в частности, на выполнении буровых работ, используя технологию колтюбинга.

ВК: О чем Вам было бы интересно прочитать в журнале? Есть ли у Вас пожелания в адрес «ВК»?

Я убежден в том, что колтюбинговые технологии имеют огромную перспективу и достойное право занять свое историческое место в совершенствовании капитального ремонта и бурения скважин.

Хочу пожелать журналу «Время колтюбинга» долгих лет жизни, больших тиражей и небезразличных читателей. Для этого, я думаю, у вас все есть: высокий профессионализм и творческий азарт, стремление идти вперед и добиваться намеченных результатов и, самое главное, вы — ПЕРВЫЕ!

Yes, we plan to modernize our equipment, in particular to increase capacity of our pumping unit TWS from max pressure of 400 to 700 atmospheres, and also corresponding changes of high pressure equipment of our CTU in order to maintain working pressure of 700 atmospheres while pumping.

ССТ: Coiled tubing jobs require high qualified staff. Where do you find specialists? Do you hire young people to with CT, how do you train them?

As long as our servicing company has been established as Ukrainian-Polish joint venture, we generally relied on qualification of our Polish colleagues. Along with this we trained



young specialists from Ivanovo-Frankovski national technical university of oil and gas, who had theoretical training in Poland, and further practical training directly with wells.

ССТ: Would you like to share with us you future plans?

Concentrate in particular on drilling servicing using CT technology.

ССТ: What was interesting for you in our magazine? Do you have any wishes for CT Times magazine?

I am convinced that CT technology have great opportunities and deserving right to take its historical place in perfection of well drilling and workover.

I wish CT Times magazine huge circulation and concerned readers. I think you have everything for that purpose: professionalism, creative heat, the striving to move forward and get results, and what is the most important — you are THE FIRST!

Elena Zhuk

WHEN AN INCH IS AS GOOD AS AN ELL

Тысячи компаний добывают нефть и газ по всему миру, предпочитая использовать надежные, проверенные временем технологии. Такой подход действительно помогает компаниям добиться определенной стабильности и обеспечить увеличение прибыли. Лишь тонкая грань отделяет их от той черты, за которой понятие «консерватизм» приобретает негативный оттенок, как нечто тормозящее прогресс и развитие.

Одной из задач государства является забота о будущем, компенсация рисков нефтяных компаний, разработка новых подходов к разведке и добыче.

Сегодня пальма первенства в государственном финансировании исследовательских проектов — у США.

Национальная лаборатория энергетических технологий (NETL) является частью национальной системы лабораторий Департамента энергетики США (DOE). NETL — единственная национальная лаборатория, осуществляющая широкий спектр программ исследований и разработки (R&D) в сфере энергоресурсов.

В сотрудничестве с нефтегазовыми компаниями Департамент разработал новые подходы, способные решить многие актуальные и потенциальные проблемы в области добычи газа и нефти.

ПОЧЕМУ ИМЕННО МИКРОСКВАЖИНЫ?

На глубине менее 5000 футов под землей на месторождениях поздней стадии разработки ждут своего часа огромные запасы углеводородов. Получение доступа к 218 миллиардам баррелей не извлеченной нефти в США — весьма заманчивая перспектива. Только 10 % этих запасов эквивалентно нынешнему десятилетнему объему импорта нефти ОПЕК.

С какой стороны подойти к месторождениям, чтобы извлечь такие ресурсы? Американские ученые нашли ответ на вопрос, который не сходит с уст специалистов во многих уголках планеты. Вход в подземные кладовые узок, его можно осуществить, пробуравив скважины диаметром менее 4,75 дюйма между уже существующими.

Такой подход открывает новые перспективы.

«Технология бурения микроскважин является единственным решением... дающим реальную возможность снижения риска при разведочном бурении до уровня, сопоставимого с эксплуатационным бурением, — отмечает Рой Лонг, менеджер по технологиям разведки и добычи NETL. — Основные задачи при внедрении данной технологии — снижение затрат на бурение, а также риска при проведении разведки».

Результаты анализа, проведенного Департаментом энергетики, показывают, что технология бурения микроскважин дает потенциальную возможность снизить стоимость бурения более чем на 50 %.

С точки зрения защиты окружающей среды преимущества этих технологий, предполагающих малый вес буровых установок и значительное уменьшение объема шлама, получаемого в процессе бурения, наводят на мысли о колтюбинге.

Ежегодно более 800 скважин в США бурится с использованием непрерывных труб, и с развитием технологий колтюбинга эта цифра может намного увеличиться.

КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Широко известные преимущества, предоставляемые технологией колтюбинга, приобретают еще большую ценность при бурении микроскважин.

Thousands of companies all over the world perform oil and gas production with the help of proven technologies. This approach provides stability for the companies and the opportunity to make profit of their business. Only a fine line separates them from the boundary, after which conservatism receives a negative sense, hampering the progress.

Concern about future, compensation of the risk failure of petroleum operating companies, developing new exploration and production approaches, is one of the goals of the state.

Today the USA bears the palm as for the state support of research activities.

The National Energy Technology Laboratory (NETL) is a part of U.S. Department of Energy (DOE)'s national laboratory system. The only U.S. national laboratory devoted to fossil energy research, NETL implements a broad spectrum of research and development (R&D) programs.

In cooperation with companies DOE develops new approaches to solve current and potential oil and gas industry problems.

WHY MICROHOLES?

Less than 5,000 feet subsurface in mature producing areas of the USA tremendous hydrocarbon reserves are waiting for their day. Bright prospects may be provided by acquiring access to 218 billion barrels of bypassed oil. The recovering just 10 percent of these reserves would mean a volume equivalent to 10 years of OPEC oil imports at current rates.

On which side is it better to approach to the mature producing areas for extracting subsurface resources? This question, being in specialists' mouth in many areas of the planet, is clearly answered by the scientists in the U.S. The entrance to the storehouses below the surface is narrow and consists in drilling wells less than 4.75 inches in diameter spaced between existing wells.

This approach opens up new vistas.

"Microhole technology is the only real solution . . . that offers the potential to lower exploratory risk to that of development risk," says Roy Long, Exploration and Production Technology manager for NETL. "The entire scope is to drive down drilling costs and reduce exploration risk".

DOE analysis showed that microhole technology has the potential to cut exploratory drilling costs by a third or more and to slash development drilling costs by more than 50 percent.

Taking into account the environmental benefits of these technologies, consisting in the smaller "footprint" of the lightweight rigs utilized and the accompanying reduced drilling waste disposal volumes, it is clearly seen that what is meant here is coiled tubing technology.

Currently more than 800 wells are drilled per year using coiled tubing in the U.S. with a potential for a much larger number if CTD will develop.

COILED TUBING TECHNOLOGIES

Widely known coiled tubing technologies benefits are increasing when applied to microhole drilling.

Mobile CT drilling rigs combined with miniaturized downhole instrumentation drill wells more cheaply, quickly, and

(диаметром $1\frac{3}{8}$ " – $2\frac{3}{8}$ "), их последующего использования с колтюбинговыми технологиями. В рамках проведенного эксперимента была разработана первая установка для бурения микроскважин, а также дополнительное оборудование для каротажных и сейсмических исследований.

Сегодня колтюбинг — ключевая технология программы разработки технологий бурения микроскважин компании NETL (МНТ). В рамках данной программы осуществляется ряд исследовательских проектов, которые финансируются NETL и направлены на разработку инфраструктуры для бурения микроскважин с использованием колтюбинга.

(См. приложение. Гранты, выделенные Департаментом энергетики США в 2005 году на реализацию 10 проектов развития технологий бурения микроскважин).

Основной задачей является адаптация уже существующих технологий колтюбингового бурения для использования в скважинах сверхмалого размера. Экономия при бурении основывается на значительном уменьшении размеров буровой площадки, уменьшении оборудования для подъема/опускания трубы и количества материалов, используемых для бурения и для заканчивания скважины. Необходимо также разработать соответствующую буровую установку и скважинные инструменты.

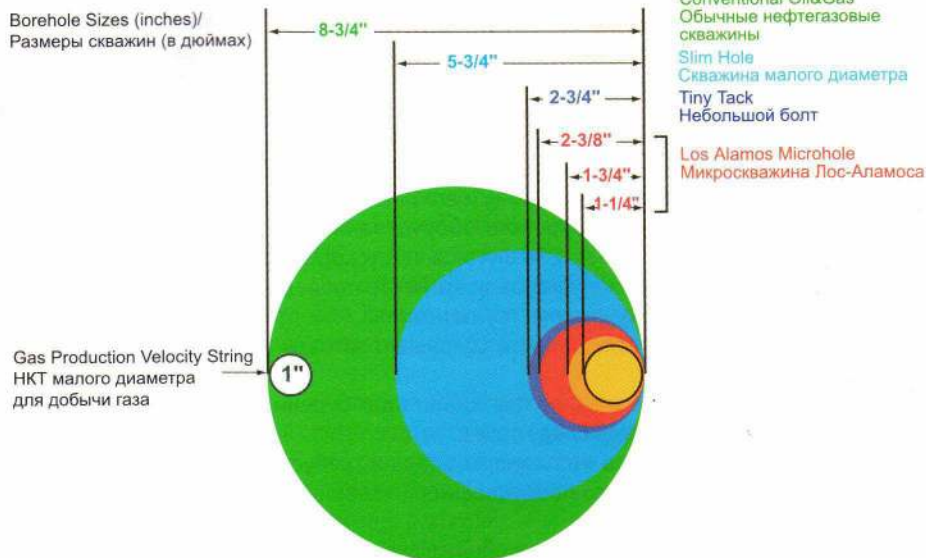
К настоящему времени многими компаниями, участвующими в программе Департамента, уже проведен ряд успешных экспериментов.

ЭКОНОМИЯ ВРЕМЕНИ И ДЕНЕГ

В западном Канзасе группа исследователей Института технологии газа (GTI) проводит испытания детища компании Coiled Tubing Solutions — установки для колтюбингового бурения.

Первая гибридная установка (ротарная плюс колтюбинговая), которая была создана и введена в эксплуатацию на территории США, специально предназначена для бурения на глубине до 5000 футов. На этой глубине возможно использование высокоскоростного бурения, что было также доказано в ходе полевых испытаний.

Согласно отчетам GTI (август 2005 г.), средняя скорость проходки



На рисунке показаны некоторые промышленные размеры скважин и обычной НКТ малого диаметра для добычи газа.

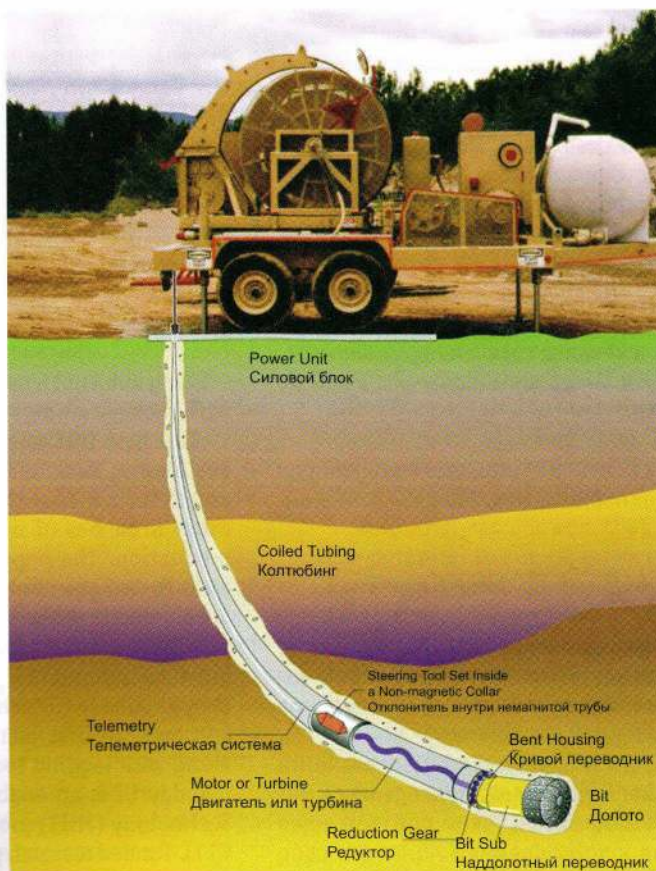
(Источник: Национальная Лаборатория в Лос-Аламосе)

This figure compares several wellbore sizes used by industry and the normal natural gas production velocity string.

(Source: Los Alamos National Laboratory)

well completion materials. At the same time fit-for-purpose drilling rig, borehole instruments should be developed.

To date the companies, engaged in DOE program, made progress in a number of cases.



Буровая колтюбинговая установка для испытания оборудования в микроскважинах и схематично показанные элементы КНБК. (Los Alamos National Laboratory)

Los Alamos coiled tubing drilling unit for microhole component testing along with a schematic components of bottomhole drilling assembly. (Courtesy of Los Alamos National Laboratory)

SAVING TIME AND MONEY

In western Kansas a brainchild of Coiled Tubing Solutions, a next generation microhole CTD rig is being tested by the Gas Technology Institute team. The first one hybrid rig (rotary plus CT), built and operated in the United States is fabricated specifically for the depth of up to 5,000 feet. At this very depth high speed drilling becomes possible, and this fact was approved by the results of the field demonstration performed.

According to the GTI report (August, 2005) the average rate of penetration for the eight wells drilled is 204 feet per hr.

During the early field testing and monitoring of the microhole CT rig, the percentage of time for each operation was calculated. The relatively low drilling time (26%) illustrates the advantage of using coiled tubing when compared with conventional drilling.

The estimated cost savings are also impressive:



8 пробуренных скважин составила 204 фута в час.

В ходе полевых испытаний и мониторинга колтюбинговых установок был произведен подсчет времени, затрачиваемого на каждую операцию.

Относительно небольшое количество времени бурения (26 %) однозначно указывает на преимущества использования колтюбинговых установок в сравнении с установками для обычного бурения.

Оценки экономики процесса также впечатляют: экономия составляет 38 %, это эквивалентно 55000 долларов для скважины глубиной 1200 футов.

Вот еще некоторые результаты, полученные в ходе проведенных испытаний: время бурения скважины 2900' – 6¼" составило всего один день, в ходе другого эксперимента с помощью одной из установок, использованных в данном проекте, удалось за 7 месяцев пробурить 124 скважины общей длиной 300 000 футов.

Тем не менее, специалисты GTI отметили, что одной из основных преград на пути внедрения технологии является нехватка опыта.



Установка, выдвинутая на соискание премии World Oil Awards 2005 New Horizons
World Oil Awards 2005 New Horizons Nominee

up to 38 %, that is equivalent to \$55, 000 per 1,200-foot well.

The other results of the project are: 2900' – 6¼" wells were drilled in one day, in a separate effort the rig being used in this project drilled 124 gas wells in 7 months, totaling 300,000 feet of borehole.

However among the barriers to microhole usage GTI specialists mention lack of experience.

A STEP FORWARD

Of no small importance for microhole technology are new materials. The attempt of Pennsylvania State University and Dennis Tool Co. is in coiled tubing developing by microwave

processing (heating and densifying or sintering) powdered metal. It is assumed that coiled tubing would have twice the yield strength, which will extend tubing life and operating depth.

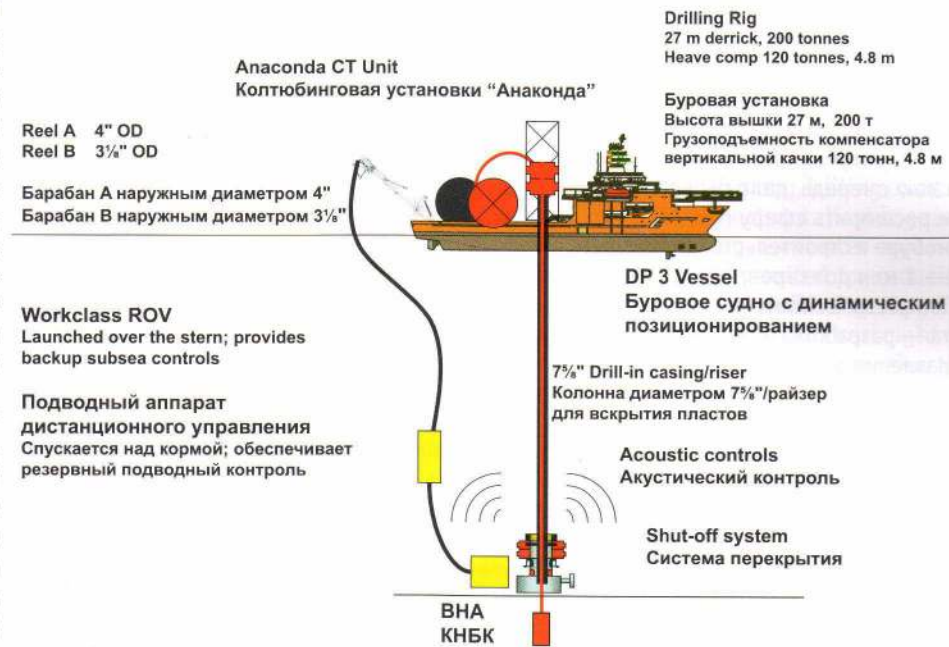
The Geoprober project is a plan to employ innovative composite coiled tubing with a small work/stimulation vessel to drill shallow, slim/microhole exploration wells in water depths as great as 10,000 feet at a significantly lower cost than with a conventional drilling system. These investigations are expected to provide for low-cost access to the Gulf of Mexico reserves.

ЕЩЕ ОДИН ШАГ НА ПУТИ ПРОГРЕССА

Немаловажную роль в развитии технологии бурения микроскважин играют новые материалы. Государственный университет штата Пенсильвания и компания Dennis Tool Co. предприняли попытку изготовить колтюбинг методом микроволновой обработки порошкового металла (уплотнением при нагревании, или спеканием). Предполагается, что таким образом можно удвоить предел текучести непрерывной трубы, тем самым увеличив срок службы трубы и рабочую глубину.

В рамках проекта Geoprober планируется начать использование новой модели композитной непрерывной трубы на небольшом судне с целью бурения неглубоких скважин малых размеров и микроскважин под водой на глубине до 10000 футов, причем со значительно меньшими затратами, чем в случае использования обычных систем бурения. Предполагается, что эти исследования помогут обеспечить экономически эффективный доступ к запасам углеводородов в Мексиканском заливе.

Редакция журнала выражает признательность сотрудникам Департамента энергетики США и персонально менеджеру по технологиям разведки и добычи NETL Рою Лонгу за оказанную информационную поддержку.



Снижение риска при подводном бурении: Geoprober
Reducing Offshore Risk: Geoprober

The Editorial Staff would like to acknowledge the information support given by the Staff of US Department of Energy and Roy Long, Exploration and Production Technology manager for NETL, personally.

ПРИЛОЖЕНИЕ.
ГРАНТЫ, ВЫДЕЛЕННЫЕ ДЕПАРТАМЕНТОМ
ЭНЕРГЕТИКИ США В 2005 ГОДУ
НА РЕАЛИЗАЦИЮ 10 ПРОЕКТОВ РАЗВИТИЯ
ТЕХНОЛОГИЙ БУРЕНИЯ МИКРОСКВАЖИН

APPLICATION.
DOE 2005 GRANTS
FOR 10 MICROHOLE
TECHNOLOGY PROJECTS

- **Geoprober Drilling Inc. (Хьюстон, Техас)** — Проект предполагает бурение трех скважин с использованием новой композитной системы для колтюбингового бурения. Целью проекта является доказать возможность бурения недорогих неглубоких разведочных малогабаритных скважин/микроскважин под водой на глубине до 10000 футов. Предполагаемая экономия от использования этой технологии составит около 59 % по сравнению с обычными скважинами и основывается на использовании бурового судна меньшего водоизмещения, а также на отсутствии необходимости в погружении и поднятии большой раздельной колонны, которая, по существу, представляет собой трубу большого диаметра, являющуюся продолжением буровой скважины в глубинных водах (Доля Департамента энергетики — 1 млн долларов; период реализации проекта — 12 месяцев.)
- **Gas Technology Institute (Дэс Плэйнз, Иллинойс)** — Проект включает в себя предложение о проведении полевых испытаний буровой колтюбинговой установки для бурения микроскважин. Экспериментальная буровая установка MOXIE была создана компанией Coiled Tubing Solutions (Даллас, Техас) специально для бурения микроскважин на глубине до 5000 футов с использованием непрерывной трубы. Впервые установка была опробована в прошлом году на газовом месторождении в штате Канзас, при этом скорость проходки составила 280–400 футов в час. В GTI планируют оценить результаты проведенных испытаний и взять на себя руководство программой внедрения данной технологии для широкого практического использования. К преимуществам, которые ожидают получить в результате ее использования, относятся снижение стоимости бурения на 28–38 % на каждой скважине, сокращение количества шлама, уменьшение степени воздействия на окружающую среду и повышение эффективности использования существующих месторождений. (Доля Департамента энергетики — 1 млн долларов; период реализации проекта — 12 месяцев.)
- **Confluent Filtration System LLC (Хьюстон, Техас)** — Цель исследователей — создание революционной технологии на базе гибких саморасширяющихся труб, именуемой CFEX. Целью компании является разработка саморасширяющихся обсадных колонн, способных самостоятельно приобретать нужный диаметр, что, в свою очередь, дало бы возможность усовершенствовать методы и расширить сферу применения бурения с использованием монобура и строительства скважин. (Доля Департамента энергетики — 1 млн долларов; период реализации проекта — 36 месяцев.)
- **Tempress Technologies (Кент, Вашингтон)** — Цель данного проекта — разработка гидромеханического бурового инструмента высокого давления, имеющего малый размер. Предполагается использование скважинного усилителя, предназначенного для повышения давления, подаваемого через колтюбинг, что дает возможность увеличить скорость бурения. Это, в свою очередь, должно помочь избавиться от существующих ограничений по надежности, мощности и моментной нагрузки двигателей бура малого диаметра, которые являются главной причиной невысокого уровня надежности технологии бурения микроскважин. (Доля Департамента энергетики — 800 000 долларов; период реализации проекта — 24 месяца.)
- **CTES LP (Конро, Техас)** — Планируемые исследования будут сосредоточены на улучшении эксплуатационных параметров и надежности колтюбингового забойного оборудования для бурения микроскважин при одновременном снижении стоимости и сложности процесса бурения наклонных/горизонтальных участков скважин более 2000 футов в длину. Этого можно добиться путем создания продольной вибрации бурильной колонны, что позволит избежать использования скважинного бурового тракторного агрегата, используемого для уменьшения трения. Цель в данном случае — дать возможность операторам более экономно использовать колтюбинг при бурении участков горизонтальных
- **Geoprober Drilling Inc. (Houston, Texas)** — This project calls for drilling three wells with an innovative composite coiled tubing drilling system. The aim is to confirm the capability to drill low-cost, shallow slim/microhole exploration wells in water depths ranging up to 10,000 feet. Cost savings, projected at 59 % over that for conventional wells, would come by using a smaller drilling vessel and by eliminating the need to deploy and retrieve a large riser—essentially a large-diameter pipe that is the extension of the wellbore in deep waters. (DOE share: \$1 million; project duration: 12 months.)
- **Gas Technology Institute (Des Plaines, Ill.)** — This project entails a proposal to field test a next-generation microhole coiled tubing rig. The MOXIE experimental rig was fabricated by Coiled Tubing Solutions (Dallas, Texas) specifically for coiled tubing and microhole drilling to 5,000 feet subsurface. First deployed for initial testing in a Kansas gas field last year, the rig was able to drill 280–400 feet per hour. GTI will assess field tests and lead a technology transfer program. Expected benefits from this technology include 28–38 percent lower drilling costs per well, decreased waste generation, reduced environmental impacts, and increased production from existing fields. (DOE share: \$1 million; project duration: 12 months.)
- **Confluent Filtration Systems LLC (Houston, Texas)** — Researchers will seek to develop a revolutionary elastic-phase, self-expanding tubular technology called CFEX. CFS's goal is to develop self-expanding well casings to any diameter, leading to improved methods and feasibility of monobore drilling and well construction. (DOE share: \$1 million; project duration: 36 months.)
- **Tempress Technologies (Kent, Wash.)** — The goal of this project is to develop a small, mechanically assisted, high-pressure waterjet drilling tool. A downhole intensifier would boost the pressure that can be delivered by coiled tubing, maximizing drilling rates. That in turn would overcome the limited reliability, power, and torque of small-diameter drill motors, a major hurdle for microhole drilling reliability. (DOE share: \$800,000; project duration: 24 months.)
- **CTES LP (Conroe, Texas)** — Researchers will focus on improving the performance and reliability of microhole coiled tubing drilling bottomhole assemblies while reducing the cost and complexity associated with drilling inclined/horizontal well sections greater than 2,000 feet. This would be accomplished by inducing vibration along the coiled tubing drill string in order to eliminate the need for a downhole drilling tractor to mitigate friction. The goal is to enable operators to economically use coiled tubing to drill microhole sections greater than 3,000 feet in horizontal wells, which typically offer production rates two to three times greater than those for vertical wells. (DOE share: \$700,000; project duration: 24 months.)



микроскважин более 3000 футов в длину, которые, как правило, имеют в два, а то и в три раза больший дебит, чем вертикальные скважины. (Доля Департамента энергетики — 700 000 долларов; период реализации проекта — 24 месяца.)

- **Technology International Inc. (Kingwood, Texas)** — Проект включает в себя разработку и испытания эффективного скважинного приводного механизма и нового бурового долота для бурения с использованием технологии колтюбинга. Высокомощный турбобур поможет обеспечить достаточную мощность при сравнительной низкой скорости вращения и малом весе долота. Буровое долото повышенной надежности будет оборудовано высокотемпературными резцами, способными бурить твердую и абразивную породу при диаметре скважины 3½ дюйма. (Доля Департамента энергетики — 800 000 долларов; период реализации проекта — 24 месяца.)
- **Ultima Labs Inc. (Хьюстон, Техас)** — Проект направлен на совмещение существующих технологий скважинных исследований в процессе бурения (MWD) и каротажа в процессе бурения (LWD) в интегрированную недорогую систему для проведения исследований, способную облегчить создание недорогой технологии колтюбингового бурения скважин малого диаметра (3½ дюйма) на глубине менее 5000 футов. Скважинные исследования в процессе бурения (MWD) и каротажа в процессе бурения (LWD) весьма дорогостоящи, однако имеют огромное значение для обеспечения эффективного процесса бурения и строительства скважины. Для полевого испытания должны быть представлены два опытных образца системы. (Доля Департамента энергетики — 800 000 долларов; период реализации проекта — 36 месяцев.)
- **Baker Hughes Oilfield Operations Inc. (Хьюстон, Техас)** — Задачей исследователей является создание беспроводной системы обеспечения управления процессом бурения в микроскважине — инструмента, значение которого для создания эффективной модульной колтюбинговой системы бурения трудно переоценить. Подобные «умные» скважины в настоящее время все шире используются в промышленности благодаря своей эффективности и экономичности, что может, однако, привести к сужению сферы применения микроскважин (по месторасположению и типам коллекторов). Сейчас планируется создание двусторонних скважинных коммуникаций и силовых модулей, а также поверхностных колтюбинговых соединений. (Доля Департамента энергетики — 800 000 долларов; период реализации проекта — 24 месяца.)
- **Gas Technology Institute (Дес Плейнз, Иллинойс)** — Одна из важнейших задач, которая стоит перед разработчиками технологии бурения микроскважин с использованием колтюбинга, — увеличение скорости проходки на 25–60 %, что дает возможность добиться снижения затрат на бурение до 40 %. Проект включает в себя проектирование, разработку и оценку двигателя противовращения для системы бурения, которая идеально подходит для снижения издержек при бурении скважин при добыче газа на нетиповых месторождениях. Данная разработка поможет увеличить эффективность колтюбингового бурения путем концентрации веса на буровом долоте на малой площади, а также передачи ограниченной моментной нагрузки на колтюбинговую буровую колонну. (Доля Департамента энергетики — 600 000 долларов; период реализации проекта — 24 месяца.)
- **Confluent Filtration Systems LLC. (Хьюстон, Техас)** — Еще одной проблемой для бурильщиков микроскважин является повреждение кожуха песком, который просачивается в буровую колонну. Эта проблема стоит особенно остро при бурении скважин малого диаметра. Необходимо создание и внедрение универсальных высокопрочных скважинных песчаных фильтров, которые можно было бы использовать в различных средах. Данный проект предполагает обоснование и разработку концепции создания саморасширяющихся песчаных фильтров с высокой пропускной способностью, которые можно было бы производить из широкого диапазона материалов. Конечные испытания данной разработки планируется произвести на базе демонстрационной скважины. (Доля Департамента энергетики — 200 000 долларов; период реализации проекта — 24 месяца.)

- **Technology International Inc. (Kingwood, Texas)** — This project entails developing and testing an effective downhole drive mechanism and a novel drill bit for drilling with coiled tubing. The high-power turbodrill will deliver efficient power at relatively high revolutions per minute and low bit weight. The more durable drill bit will employ high-temperature cutters that can drill hard and abrasive rock in 3½-inch boreholes. (DOE share: \$800,000; project duration: 24 months.)
- **Ultima Labs Inc. (Houston, Texas)** — This project is intended to combine existing technologies for measurement-while-drilling (MWD) and logging-while-drilling (LWD) into an integrated, inexpensive measurement system to facilitate low-cost coiled tubing drilling of small-diameter (3½ inch) wells at depths shallower than 5,000 feet. MWD and LWD, while costly, have become crucial tools for oil and gas operators in sustaining drilling and well completion efficiencies. Two prototypes are to be delivered ready for field testing. (DOE share: \$800,000; project duration: 36 months.)
- **Baker Hughes Oilfield Operations Inc. (Houston, Texas)** — Researchers will seek to provide a critical tool essential for an effective modular coiled tubing drilling system: a wireless system to help steer drilling in a microbore. The use of such “smart” wells—which have grown in acceptance by industry because of their inherent efficiencies and cost savings—might otherwise limit microholes to a smaller range of locations and reservoir types. Plans call for developing a downhole bidirectional communication and power module and a surface coiled tubing communication link. (DOE share: \$800,000; project duration: 24 months.)
- **Gas Technology Institute (Des Plaines, Ill.)** — An important goal for advancing coiled tubing drilling of microholes is to improve the rate of penetration by 25–60 percent, thereby cutting drilling costs by up to 40 percent. This project entails designing, developing, and evaluating a counter-rotating motor drilling system ideally suited for reducing costs associated with drilling wells targeting unconventional gas. By concentrating the weight on the drill bit in a smaller area and by addressing the limited torque on a coiled tubing drill string, this research would increase the effectiveness of coiled tubing drilling. (DOE share: \$600,000; project duration: 24 months.)
- **Confluent Filtration Systems LLC (Houston, Texas)** — Another major concern for microhole drillers is the damage caused to casing from sand that infiltrates the drill string. This is especially problematic in small-diameter wellbores. Accordingly, there is a great need for downhole sand screens that are versatile and robust while being suited for a variety of drilling environments. This project is designed to prove and develop a concept for a self-expanding, high-flow sand screen that could be constructed from a wide range of materials. Plans call for ultimately deploying the technology in a demonstration well. (DOE share: \$200,000; project duration: 24 months.)

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ ДЛИННОМЕРНЫХ БЕЗМУФТОВЫХ ТРУБ

И.А. Двоглазов
(ООО «ИЗТЕХ», г. Тверь)

I.A. Dvoeglazov
(IZTECH Ltd., Tver)

NONDESTRUCTIVE INSPECTION OF COILED TUBING

Доклад на 6-й Всероссийской колтюбинговой конференции

The paper, presented on the 6th All-Russian CT conference

Надежность работы труб для колтюбинговых установок зависит от их несущей способности при различных видах нагружения (растяжение, кручение, давление) и от условий их эксплуатации во времени.

Несущую способность труб можно определять комплексными средствами неразрушающего контроля (СНК), которые с достаточной точностью определяют: геометрические размеры труб (диаметр, толщину стенки, наличие продольного и поперечного разностена, раковины); наличие продольных, поперечных и косорасположенных дефектов (трещин, плен, рисок, непроваров); прочностные характеристики материала труб.

Во время работы трубы изнашиваются, корродируют, появляются усталостные трещины, развиваются ранее имевшиеся дефекты. Применение СНК при спуско-подъемных операциях позволяет изучить динамику изменений их несущей способности по всем видам дефектов, т.е. отражает условия эксплуатации труб и обеспечивает надежность работы колтюбинговых установок, что предотвращает аварийные ситуации на скважинах. Наиболее приемлемыми по эксплуатационным и точностным характеристикам являются электромагнитные СНК, которые не требуют предварительной подготовки поверхности труб и работают в широком диапазоне температур и влажности окружающей среды. Большой опыт в этом направлении в 1970–90-х гг. был у ВНИИГИК НПО «Союзпромгеофизика» (г. Тверь), где были созданы СНК бурильных труб 114–140 мм и труб геологоразведочного сортамента 42–70 мм [1, 2]. Наблюдения за подконтрольными бурильными колонками позволили изучить динамику потери несущей способности труб, установить отбраковочные критерии и периодичность контроля [3]. Аналогичную работу планируется провести и с колтюбинговой трубной колонной. Особенностью этих установок было создание сильных магнитных полей для промагничивания труб, когда магнитные характеристики материала труб изменяются незначительно и, следовательно, незначительно влияют на результаты контроля. Толщина стенки труб определялась по измерению ее магнитного сопротивления. Одновременно намагничивающее поле использовалось для выявления нарушения сплошности: риск, трещин, плен и т.д. Над этими дефектами образовывались поля рассеяния, которые считывались магниточувствительными элементами: феррозондами, индукционными катушками, магниторезисторами, датчиками Холла. Тип датчика выбирался из условий поставленной задачи по выявлению размеров дефекта [4]. Прочностные свойства материала труб определялись по остаточной намагниченности трубы и ее коэрцитивной силе. Точность измерения геометрических размеров трубы и ее дефектов позволяет оценивать соответствие трубы ГОСТам и ТУ.

Одно дело — точность контроля параметров трубы, другое — непрерывность контроля и надежность выявления всех дефектов. В большинстве случаев это достигалось за счет вращательно-поступательного движения трубы либо за счет вращения датчиков вокруг поступательно движущейся трубы.

В последнее время компьютерные технологии позволяют устанавливать вокруг трубы необходимое количество датчиков и опрашивать их с приемлемым быстродействием. Таким путем пошли разработчики (ОАО «Газпром», ЗАО НПФ «Гитас», ФГУП ГНЦ РФ НИИАР) при создании аппаратуры «Дефектоскоп-колтюбинг». Компания ROSEN предлагает комплект приборов

The reliability of tubing for coiled tubing units depends on its bearing strength under different kinds of loads (tension, torsion, pressure) and its operating conditions now and again.

It is possible to define the bearing strength of tubing with complex means of nondestructive inspection. With satisfactory accuracy they define tubing geometry (O.D., wall thickness, presence of longitudinal and transverse non-uniform pipe wall thickness, honeycombs), presence of longitudinal and transverse defects (cracks, blisters, hairlines, cold shuts), tubing strength properties.

As tubing wear-outs, corrodes, there appears fatigue cracks, develops defects that already were present. The application of nondestructive inspection during tripping allows to study dynamics of bearing capacity alteration vs. kinds of defects, that is reflects operating conditions of tubing and provides for reliability of CTU operations, that prevents emergency conditions on well sites. In accordance with operational and accuracy characteristics the most acceptable are electromagnetic nondestructive inspections, that do not require preliminary preparation of tubing surface, and operate in a wide range of temperatures and humidity of environment. Huge experience in this field in 1970–90 possessed VNIIGIK NPO Soyuzpromgeophysica (Tver) that developed nondestructive inspection of drilling tubing with O.D. 114–140 mm and tubing of geological exploration range 42–70 mm [1, 2]. Control of the drilling strings allowed to study dynamics of bearing capacity loss of the tubing, establish criteria of screening, and checking periodicity [3]. Similar activity is about to be conducted with coiled tubing string. The peculiarity of these units was the generation of strong magnetic fields for tubing magnetizing, when the material properties slightly changing and accordingly slightly affect the results of the test. The wall thickness was defined with measurements of its magnetic resistance alteration. At that time magnetic field was used for detection of continuous failures: hairlines, cracks, blisters and so on. There arose leakage fields above these defects, that was registered with magnetic-sensitive sensors: flux-gate meters, induction coils, magneto resistors, Hall-effect devices. The type of sensor was selected according to the task for detection of defect size [4]. The mechanical properties of tubing material were defined with remanent magnetization of tubing and its coercive force. The accuracy of the measurement if geometrical tubing properties and its defects allows to evaluate tubing conformity with GOST and specification.

One of the goals is to provide precise control of tubing properties, the other is continuity of the control and reliability of defect detection. In most cases this was achieved due to sensor rotation around forward moving tubing.

Last time computer technologies allow installation of necessary number of sensors around tubing and scan them with acceptable speed. This was the way of developers (Gazprom, Gitas, FGUP GNC RF NIIP) when developing defectoscope-



АСИМ [5], которые частично решают поставленные задачи, но не контролируют сварной шов в полном объеме (не контролируют наличие продольных дефектов).

В ООО «Изтех» (г. Тверь) разработано СНК насосно-компрессорных труб диаметром 60, 73, 89 мм.

В состав СНК НКТ входят:

- 4 магнитно-импульсных толщиномера-дефектоскопа;
- 2 канала магнитно-импульсного определения поперечного разности труб;
- 4 канала магнитно-импульсного определения продольного разности труб;
- 16 каналов магнитостатического дефектоскопа поперечных дефектов;
- 40 каналов магнитостатического дефектоскопа продольных дефектов;
- 2 электромеханических диаметромера;
- 1 счетчик метража;
- 1 регистратор на основе Notebook.

Установка СНК НКТ может быть использована для контроля колтюбинговых труб; при этом необходимо увеличить количество каналов для выявления продольных и поперечных дефектов, чтобы не пропустить дефекты в сварных швах.

Следует иметь в виду, что в отношении контроля колтюбинговых труб понятие дефектоскопии имеет более широкий смысл по сравнению с контролем обычных труб. Колтюбинговая колонна, эксплуатируясь в условиях интенсивных упруго-пластических деформаций, подвергается интенсивному износу, связанному с использованием ресурса пластичности материала трубы. Это проявляется в увеличении микротрещиноватости материала на уровне блоков зерен, мест скопления дислокаций. Соответственно, при намагничивании материала возрастает фоновый «шум» полей рассеяния, в некоторый момент он достигает критического уровня, после чего дальнейшая эксплуатация конкретного участка трубы сопровождается повышенным риском лавинообразного разрушения. При этом работа по определению характеристики усталостного износа должна быть проведена для каждой марки стали, используемой при изготовлении труб, а также для каждой технологической схемы производства — если она отражается на прочностных и структурных свойствах стали (термо- и термомеханическая обработка, зачистка поверхности и т.п.).

Технические решения контроля качества труб имеются. Так, разработчики СНК с проблемой использования ресурса пластичности металла бурильных труб различных групп прочности встретились при контроле места деформации труб (уменьшение диаметра) клиновыми захватами. Исследования позволили установить корреляционные зависимости между магнитными характеристиками материала труб и их пластичностью и обосновать доступную величину деформации труб для различных групп прочности [6], чтобы не допустить образования трещин и разрушения труб.

Изучение усталостного разрушения УБТ на стенде ВНИИБТ [7] показало, что срок жизни усталостной трещины составляет около 30 % от срока жизни резьбового соединения.

Аналогичные работы по обеспечению надежной эксплуатации колтюбинговой трубы должны быть проведены совместными усилиями специалистов по дефектоскопии, производителей и эксплуатационников колтюбинговых труб.

По нашему мнению, было бы целесообразно поручить НП «ЦРКТ» организовать такую работу с привлечением всех заинтересованных организаций при паевом финансировании ее участниками.

Литература:

1. Двоглазов, И.А. Комплексный контроль тела СБТ. /И.А. Двоглазов // Тезисы докладов 9-й Всесоюзной научно-технической конференции «Не разрушающие физические методы и средства контроля». Магнитные методы. — Мн., 1981. — С. 274–275.

coiled tubing equipment. ROSEN company offers equipment АСИМ [5] that partially solve the task, but does not control the weld seam in corpore (does not control the presence of longitudinal defects).

Iztech (Tver) developed means of nondestructive inspection of tubing string with O.D.s 60, 73 and 89 mm.

The set comprises:

- 4 magnetic-pulse thickness meters-defectoscopes;
- 2 channels of magnetic-pulse detection of transverse non-uniform pipe wall thickness;
- 4 channels of magnetic-pulse detection of longitudinal non-uniform pipe wall thickness;
- 16 channels of magnetic-static defectoscopes of transverse defects;
- 40 channels of magnetic-static defectoscopes of longitudinal defects;
- 2 electro-mechanical diameter measuring devices;
- 1 meter counter;
- 1 control unit (Notebook based).

The nondestructive inspection equipment could be used for control of CT, for this purpose it is necessary to increase channel number in order to detect transverse and longitudinal defects, in order not to miss defects in weld seams.

We should keep in mind that defectoscope regarding CT control has wider meaning comparing to conventional tubing control. CT string is being operated under conditions of intensive elastoplastic deformations, being subjected to intensive wear-out, connected with the use of lifetime of plasticity of tubing material. This results in increase of micro fissuring of material at level of grain blocks, places of gathering. Accordingly, during magnetization of material there increase background noise of leakage fields, in some moments it reaches critical level, afterwards further use of particular tubing section has increased risk of avalanche-like destruction. The activity aimed at detection of fatigue life should be conducted for each steel grade, used for tubing manufacturing, as well as for every technological process – if it is reflected in durability and structural steel properties (thermal and thermomechanical processing, surface polishing and so on).

There exist technical solutions of tubing quality control. Developers of nondestructive inspection means with the problem of use of drilling tubing plasticity lifetime of different durability grades face while checking places of tubing deforming (undergage) with wedge grips. The research studies allowed to define correlation dependence between magnetic properties of tubing materials for different tubing durability grades and its plasticity and prove available value of tubing deforming for different durability grades [6] not to allow crack generation and tubing destruction.

The research study of fatigue damage UBT at test bench of VNIIBT [7] showed that lifetime of fatigue crack is about 30 % of screw joint lifetime.

Similar activity aimed at provision of CT reliable operation should be conducted with mutual efforts of defectoscopy specialists, manufacturers and operators of CT.

According to our opinion it would be worthwhile to entrust NP CRKT with such activity with attraction of all interested sides with share funding of the project with its participants.

Literature:

1. Dvoeglazov, I.A. Complex control of SBT body. /I.A. Dvoeglazov // Thesis of reports of 9-th all-union scientific and technical conference "Nondestructive physical approaches and means of control". Magnetic methods, Mn., 1981. — P.274–275.

2. Двоглазов, И.А. Техническая диагностика бурильных колонн с применением СНК / И.А. Двоглазов, Н.А. Березина // Тезисы докладов 9-й Всесоюзной научно-технической конференции «Неразрушающие физические методы и средства контроля». Электромагнитные методы. — Мн., 1981. — С. 274–275.

3. Опыт снижения аварийности в глубоком бурении в системе Управления геологии Тадж.ССР: обзорная информация / И.А. Двоглазов [и др.]. — Душанбе : Тадж. ИНТИ, 1980. — 46 с.

4. Двоглазов, И.А. Сравнительные исследования выявления дефектов в стальных трубах индукционным и феррозондовым методом / И.А. Двоглазов, В.В. Власов // Дефектоскопия. — 1971. — № 2. — С. 22–26.

5. Компания ROSEN предлагает комплект приборов для автоматического контроля колтюбинга (АСИМ) // Время колтюбинга. — № 3. — 2005. — С. 42.

6. Двоглазов, И.А., Баштанников, Л.А. Способ оценки величины деформации СБТ клиновыми захватами. А.С. №1516760 от 11.02.1988 г.

7. Исследование образования и характер развития усталостных трещин в замковых соединениях / И.А. Двоглазов [и др.] // РНТС «Бурение». — 1981. — № 1. — С. 34.

2. Dvoeglazov, I.A., Technical diagnostics of drilling strings with means of nondestructive inspection use. /I.A. Dvoeglazov, N.A. Berezina. //Thesis of reports of 9-th all-union scientific and technical conference "Nondestructive physical approaches and means of control". Electromagnetic methods. — Mn., 1981. — P. 274–275.

3. Experience of accident rate reduction in deepwater drilling in system of Geology Administration of Tadj.SSR: Review /I.A.Dvoeglazov [and others]. — Dushanbe: Tadj. INTI, 1980. — 46 p.

4. Dvoeglazov, I.A. Comparable approaches of flaw detection in steel tubing with in inductive and flux-gate method / I.A.Dvoeglazov, V.V. Vlasov // Defectoscopy. — 1971. — No.2 — P. 22–26.

5. Company ROSEN offers set of appliances for automatic CT control / Coiled Tubing Times. — No.3. — 2005. — P.42.

6. Dvoeglazov, I.A., Bashtannikov, L.A. The way of evaluation of SBT deforming with wedge grip. Certificate of authorship No. 1516760 from 11.02.1988.

7. The research of formation and generation of fatigue cracks in interlocks /I.A.Dvoeglazov [and others] // RNTS Burenie. — 1981, — No.1, — P.34.

ШАФАГАТУ ФАХРАЗОВИЧУ ТАХАУТДИНОВУ – 60 ЛЕТ!

Доктор экономических наук, генеральный директор ОАО «Татнефть» Шафагат Фахразович Тахаутдинов родился 23 апреля 1946 года в селе Абдрахманове Альметьевского района Татарской АССР.

После окончания нефтяного техникума начал трудовую путь в 1964 году помощником бурильщика Альметьевского УБР, потом работал оператором по добыче нефти, мастером подземного ремонта скважин, начальником цеха ППД.

В 1971 году окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности имени И.М. Губкина.

С 1978 по 1983 год Шафагат Фахразович работал начальником НПУ «Джалильнефть», после этого два года возглавлял НГДУ «Альметьевнефть».

С 1985 по 1990 годы был первым секретарем Ленинского горкома партии, а с 1990 по 1999 год работал главным инженером, а затем и первым заместителем генерального директора ОАО «Татнефть».

28 апреля 1995 г. Ш.Ф. Тахаутдинов был избран депутатом Госсовета Татарстана от округа № 93 (Территориальный Нефтяной). Баллотировался как независимый кандидат. Член Комиссии Госсовета по вопросам экономического развития и реформ.

21 июня 1999 г. был назначен генеральным директором ОАО «Татнефть».

С июля 1999 года – член Совета директоров банка «Ак Барс» (г. Казань). В этом же году Ш.Ф. Тахаутдинов был избран председателем Совета директоров ОАО «Нижнекамский НПЗ».

В июне 2000 года избран членом Совета директоров ОАО «РИТЭК».

С июля 2000 – председатель совета директоров ОАО «Нижнекамскшина».

Поздравляем Шафагата Фахразовича с 60-летием и желаем здоровья, дальнейших творческих успехов и долголетия!

Коллектив НП «СРКТ», Группы ФИД и редакции журнала

SHAFAGAT FAHRAZOVICH TAHAUTDINOV IS 60!

Doctor of Economy, chief director of «Tatneft» Shafagat Fahrazovich Tahautdinov was born on 23 April 1946 in Abdrahmanov village, Almetievsk region, Tatarskaya SSR.

After graduation from technical school he started working in 1964 as a borer's assistant in Almetievsk. His subsequent working experience included working as petroleum production operator, oil well repairman, machine-shop manager.

In 1971 he graduated from I.M. Gubkin Moscow Institute of oil and gas.

From 1978 to 1983 he worked as chief of «Dzhalilneft», after then during two years he continued working as a chief of Almetievneft of Tatneft association. From 1985 up to 1990 S.F. Tahautdinov worked as a main secretary of Communist Party Committee and from 1990 to 1999 he worked as a chief engineer and deputy director of Tatneft association.

In 28 April 1995 S.F. Tahautdinov was elected a Member of Parliament of Tatarstan from 93rd territorial district as an independent candidate. He is a member of State commission of economical development and reforms.

On 21 June 1999 he was appointed chief director of Tatneft association.

In July 1999 Sh. F. Tahautdinov became a member of «Ak Bars» bank Directors Council (Kazan). The same year he was elected a president of Directors Council of «Nizhnekamsk Industrial Plant».

In June 2000 S.F. Tahautdinov was elected a member of Directors Council of «Russian innovation fuel-energy company» (RITEK).

In July 2000 he became a president of Directors Council of «Nizhnekamskshina».

We congratulate Shafagat Fahrazovich with 60 years and wish good health, success and longevity!

Collectives of CRKT, FID Group and Editorial Staff of CTTimes magazine.



ПОЗДРАВЛЯЕМ!

Редакция журнала «Время колтюбинга» поздравляет начальника Сургутского УПП и КРС ОАО «Сургутнефтегаз» Леонарда Михайловича Кочеткова с защитой докторской диссертации на тему «Системные подходы и решения проблем интенсификации выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья». Заседание диссертационного совета состоялось 15 декабря 2005 г.

Около 40 % диссертации посвящено колтюбинговым технологиям в Сургутском нефтегазовом районе. Важность развития этих технологий для отрасли трудно переоценить. Диссертация Леонарда Михайловича и ее защита — очередное тому подтверждение.

В Сургутском управлении по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин, возглавляемом Л.М. Кочетковым, успешно внедряются новые колтюбинговые разработки отечественных и зарубежных фирм.

Леонард Михайлович является участником ряда Всероссийских колтюбинговых конференций, автором большого количества статей и членом редакционного совета журнала «Время колтюбинга» с момента основания издания.

Поздравляем Леонарда Михайловича и желаем ему дальнейших успехов в его профессиональной деятельности.

С уважением,
коллектив НП «ЦРКТ», группы ФИД и редакция журнала.



CONGRATULATIONS!

The Editorial Staff of Coiled Tubing Times magazine congratulates the Head of Surgut administration for oil recovery stimulation and well workover of Surgutneftegaz Leonard Mikhailovich Kochetkov with presentation of thesis for a Doctor's degree "System approaches and solutions of stimulation issues of difficult oil reserves recovery".

The hearing of dissertation board took place on 15-th of December 2005.

About 40 % of the thesis is dedicated to coiled tubing technologies in Surgut oil and gas district. It is difficult to overestimate the importance of development of these technologies for the industry. The thesis of Leonard Mikhailovich and its presentation – is another confirmation of this fact.

Surgut administration of formation oil recovery stimulation and well workover, headed by L.M. Kochetkov have been successfully implementing the new coiled tubing developments of domestic and foreign companies.

Leonard Mikhailovich is a participant of a number of All-Russian CT conferences, author of many articles and a member of Editorial Staff of Coiled Tubing Times Magazine from the date of its establishment.

We congratulate Leonard Mikhailovich and wish him success in his professional activity.

Sincerely,
Collectives of CRKT, FID Group and Editorial Staff of CTTimes magazine.

ПОЗДРАВЛЯЕМ!

Редакция журнала «Время колтюбинга» поздравляет заместителя начальника Управления по добыче газа и конденсата ОАО «Газпром» Михаила Григорьевича Гейхмана с успешной защитой 17 декабря 2005 г. кандидатской диссертации на тему «Разработка и совершенствование технологий ремонта газовых скважин в условиях повышенных пластовых давлений и интенсивного обводнения залежей».

Защита работы состоялась на заседании диссертационного совета при Тюменском государственном нефтегазовом университете, научный руководитель — профессор Г.П. Зозуля.

Большая часть диссертационной работы М.Г. Гейхмана посвящена развитию и совершенствованию колтюбинговых технологий в газовой отрасли, где их доля при ремонтных работах составляет 40 %.

Под руководством М.Г. Гейхмана начиная с 1994 г. осуществлялись многие проекты в газовой отрасли. Михаил Григорьевич курировал один из первых проектов по созданию отечественной установки гибких труб (УКБ «Коннас», г. Москва). В настоящее время практически все регламенты на производство работ в газодобывающей отрасли разработаны под его руководством либо при непосредственном участии.

М.Г. Гейхман является автором более 50-ти печатных работ, 12-ти статей в научно-технических журналах, обладателем 9-ти патентов и авторских свидетельств на изобретение. Около 50-ти публикаций посвящено колтюбингу. Михаил Григорьевич является крупнейшим специалистом по колтюбингу в ОАО «Газпром» и нефтегазовой отрасли в целом.

Поздравляем Михаила Григорьевича и желаем ему успехов в профессиональной деятельности, новых достижений, удачи.

С уважением,
коллектив НП «ЦРКТ», группы ФИД и редакция журнала.



CONGRATULATIONS!

The Editorial Staff of Coiled Tubing Times magazine congratulates Deputy Chief of Administration for gas and condensate recovery of Gazprom Mikhail Grigoryevich Geikhman with successful presentation on 17-th of December 2005 of the Ph.D. thesis "Development and improvement of gas wells servicing technologies under increased formation pressure and intensive deposit watering".

The presentation took place by dissertation board of Tyumen State Oil and Gas university, head of research – professor G.P. Zozulya.

The biggest part of the thesis of M.G. Geikhman is dedicated to development and perfection of coiled tubing technologies in the gas industry, where their share in workover operations amount up to 40 %.

Under the direction of M.G. Geikhman, since 1994 there were fulfilled many projects in gas industry. Mikhail Grigoryevich controlled one of the first projects of domestic coiled tubing unit creation (Konnas, Moscow). Nowadays almost all the regulations for gas recovery industry jobs are developed under his direction or his immediate assistance.

M.G. Geikhman is the author of over 50 publications, 12 articles in research magazines, holder of 9 patents and certificates of authorship for inventions. About 50 of his articles are dedicated to coiled tubing. Mikhail Grigoryevich is the widely recognized specialist in coiled tubing of Gazprom and in oil and gas industry in general.

We congratulate Mikhail Grigoryevich and wish him success in his professional activity.

Sincerely,
Collectives of CRKT, FID Group and Editorial Staff of CTTimes magazine.

ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК В УСЛОВИЯХ АНПД

Р.Р. Сахабутдинов,
Д.Н. Хадиев,
А.А. Ахметов

(Управление интенсификации и ремонта скважин ООО «Уренгойгазпром»)

R.R. Sakhabutdinov
D.N. Khadiev
A.A. Akhmetov

(Stimulation and well workover administration, Urengoigazprom)

PECULIARITIES OF UNDERBALANCED WATER SHUTOFF ACTIVITIES WITH COILED TUBING UNITS

В настоящее время более 80 % всех ремонтных работ на газовых скважинах направлено на ограничение и ликвидацию притока пластовой воды. На большинстве газовых месторождений в связи с нахождением их на заключительной стадии разработки проведение этих работ осложнено из-за наличия аномально-низких пластовых давлений: изоляционные работы с использованием традиционных методов негативно сказывается на коллекторских свойствах продуктивных пластов вследствие воздействия растворов глушения.

Одним из способов проведения изоляционных работ, исключающим указанные недостатки, является их выполнение с использованием колтюбинговых установок.

В настоящее время колтюбинг широко используется в ООО «Уренгойгазпром» для водоизоляции в газовых и газоконденсатных скважинах Уренгойского месторождения.

При разработке технологий ремонтно-изоляционных работ учитывалось, что для снижения воздействия технологических жидкостей на призабойную зону пласта водоизоляционные работы должны проводиться в условиях регулируемой депрессии на пласт, т.е. когда не происходит ни притока газа из пласта, ни фильтрации в пласт технологических жидкостей.

При этом должно выполняться условие [1, 2]:

$$P_{nl} \approx P_z = P_y + \sum P_i = P_y + \sum \rho_i g h_i \quad (1)$$

где: P_{nn} — пластовое давление, Па;
 P_z — давление на забое, Па;
 P_y — давление на устье, Па;
 $\sum P_i$ — сумма гидростатических давлений всех жидкостей, находящихся в стволе скважины, Па;
 ρ_i — плотность каждого раствора, кг/м³;
 h_i — высота столба каждого раствора, м;
 g — ускорение свободного падения, м/с².

Для выполнения условия регулируемой депрессии работы производятся в следующем порядке (рис. 1).

Перед выполнением работ, для проектирования процесса закачки, проводятся газодинамические исследования (ГДИ) [3, 4], в ходе которых устанавливаются статическое давление на устье (P_{cm}) и давления на устье на различных режимах работы скважины. Кроме этого проводится исследование на стравливание и определяется время, за которое в скважине восстанавливается статическое давление после его максимального снижения, не вызывающего разрушения ПЗП.

Today over 80 % of the total volume of gas well servicing activities is aimed at restriction or water shutoff of formation fluid inflow. Fulfillment of the mentioned jobs on majority of the gas fields is complicated with abnormally low formation pressure, as they are on a later stage of development. Because of this fact water shutoff activities with conventional approach have negative effect on collector properties of pay zones because of well killing.

One of the ways to perform water shutoff, excluding the mentioned disadvantages is to conduct the activity with CTUs.

Today the units are widely used by Urengoigazprom in order to conduct water shutoff in gas and gas condensate wells of Urenгой field.

Developing approaches of water shutoff they considered the fact that in order to reduce effect of technological fluids on bottomhole formation zone, the water shutoff activities should be conducted under controlled underbalanced conditions. That is when there is no gas inflow from formation, no filtration of technological fluids into formation.

The following condition should be observed:

$$P_{nl} \approx P_z = P_y + \sum P_i = P_y + \sum \rho_i g h_i \quad (1)$$

where: P_{nn} — formation pressure, Pa;
 P_z — bottomhole pressure, Pa;
 P_y — wellhead pressure, Pa;
 $\sum P_i$ — the total value of hydrostatic pressure of all fluids inside wellbore, Pa;
 ρ_i — density of each solution, kg/m³;
 h_i — each solution column height, m;
 g — gravitational acceleration, m/s²

In order to meet conditions of controlled underbalanced conditions the activities are performed in the following order (fig.1).

Before conducting any activities, in order to design pumping pattern they conduct gas-dynamic research [3, 4], in the course of the research they fix static pressure of the wellhead (P_{st}), and wellhead pressure of different operating modes of the well. Besides, they study bleeding and estimate time, necessary to recover the static pressure inside the well, after its maximum bleeding, which would not cause bottomhole formation zone destruction.

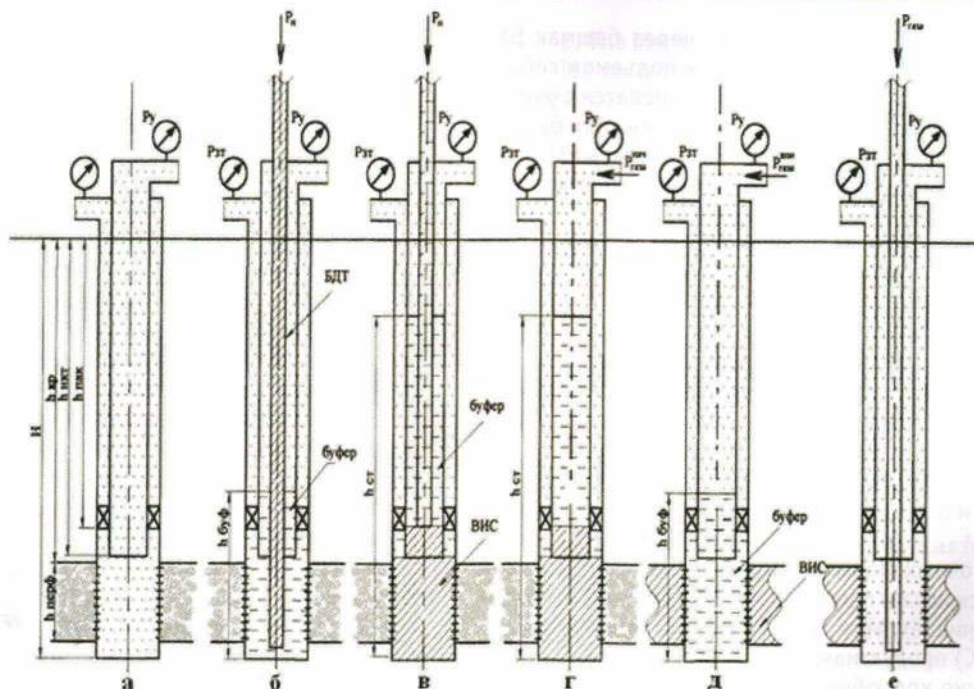


Рис. 1. Схема проведения изоляционных работ с использованием колтюбинговой установки

Fig.1. The draft of isolation activities using coiled tubing unit

Работы по водоизоляции ведутся в следующей последовательности:

1. Монтируется колтюбинговая установка, БДТ спускается до подошвы изолируемого интервала.
2. Готовятся необходимые объемы технологических растворов.
3. Снижается давление газа в стволе скважины путем стравливания.
4. В БДТ закачивается буферная жидкость, объем которой рассчитывается исходя из условия заполнения пространства между БДТ и НКТ до уровня, позволяющего создать минимальное положительное давление газа на устье в момент выхода первых порций изолирующего состава из башмака БДТ. Это позволяет контролировать депрессию в ходе операции.
5. Закачивается расчетный объем изолирующего состава, определяемый исходя из геометрических размеров создаваемого изоляционного экрана.

Диаметр контура изоляционного экрана определяется радиусом призабойной зоны скважины, который, по опытным данным, принимаем: для трещиноватых коллекторов — 2÷2,5 м, для терригенных — 1,5÷2 м [5, 6].

Высота изоляционного экрана при ликвидации заколонных перетоков принимается равной 3÷5 м, а при отсечении обводнившихся интервалов она равна толщине изолируемого пласта + 5...10 м.

6. Производится продавка изолирующего состава к изолируемому интервалу.

Объем продавочной жидкости определяется внутренним объемом БДТ:

$$V_{np} = \frac{\pi d_{БДТ}^2 l_{БДТ}}{4} \quad (3)$$

где: $d_{БДТ}$ — внутренний диаметр БДТ, м;
 $l_{БДТ}$ — длина БДТ на барабане установки, м
 $(l_{БДТ} = 1600 \text{ м})$.

The water shutoff activities are performed in the following sequence:

1. CTU rig up, CT is run to the bottom of the isolated section.
2. Preparation of the necessary quantities of technological solutions
3. Wellbore pressure bleeding
4. Pumping of the spacer fluid into CT, the volume of the fluid is estimated from space filling between CT and tubing string to the level, that allows to create minimum gas positive pressure on wellhead at the time when first portions of isolating composition are leaving CT bottom. This allows controlling underbalanced conditions.
5. The estimated volume of isolating agent is pumped, that is calculated on a basis of geometrical properties of the crated isolation screen.

The pattern diameter of isolation zone is defined with radius of bottomhole formation zone, according to experimental data for fractured reservoirs 2÷2,5 m, for terrigenous — 1,5÷2 m [5, 6].

The height of isolation screen when eliminating behind the casing flows is accepted to be 3÷5 m, and when cutting watered intervals it is equal to thickness of isolated formation + 5...10 m.

6. The isolation fluid is being forced through to the section to be isolated

The volume of the fluid is defined as internal CT volume:

$$V_{np} = \frac{\pi d_{БДТ}^2 l_{БДТ}}{4} \quad (3)$$

where: $d_{снТ}$ — CT I.D. m;
 $l_{снТ}$ — CT length of CT reel, m
 $(l_{снТ} = 1600 \text{ m})$

После выхода первых 0,2 м³ состава через башмак БДТ продавка производится с одновременным подъемом гибкой трубы, при этом скорость подъема БДТ подбирается с учетом скорости закачки с условием, чтобы при достижении башмаком БДТ расчетной глубины продавка закончилась [7].

7. БДТ извлекается из скважины и очищается от остатков изолирующего состава путем прокачки промывочного раствора.

8. Производится продавка тампонирующего состава в пласт подачей газа от скважины-донора или автономного источника (установки нагнетания газа).

9. Устье скважины герметизируется на время реагирования изолирующего состава, когда на устье поддерживается постоянное давление газа. При необходимости производится подача газа в скважину или его стравливание через линию дросселирования.

Преимущества и отличительные особенности предложенной технологии:

– На промежуточных этапах операции сохраняются условия депрессии, что исключает проникновение буферных растворов в пласт, и обеспечивается сохранение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивного горизонта.

– Использование колтюбинговых установок позволяет доставить составы непосредственно к изолируемому интервалу и тем самым сократить зоны смешения растворов, повысить селективность воздействия и эффективность работ.

Несмотря на высокую эффективность, имеется ряд проблем при выполнении работ, связанных со спецификой использования гибких труб:

1. Значительные гидравлические сопротивления в колонне БДТ.

Наличие значительных гидравлических потерь давления из-за малого проходного сечения колонны БДТ, величина которых практически не зависит от глубины скважины. Это связано с тем, что, независимо от конструкции скважины, растворы прокачиваются через всю колонну БДТ, в том числе и через ту ее часть, которая намотана на барабан.

При этом в ходе расчета гидравлической программы дополнительным ограничивающим фактором является значительное снижение усталостной прочности трубы при наматывании на барабан и сматывании с него под избыточным внутренним давлением более 21,0 МПа [8]. Поэтому давление нагнетания жидкости в БДТ ограничивается не пределом прочности трубы и не параметрами насосной установки, а величиной усталостной прочности БДТ.

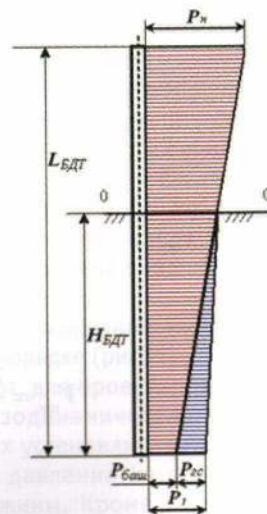


Рис. 2. Эюра распределения давлений в гибкой трубе (БДТ)

Fig. 2. Epure of pressure distribution inside CT string

After the first 0.2 м³ of the composition is leaving the bottom of CT the forcing trough is conducted simultaneously with CT POOH, the CT tripping speed is selected considering pumping speed on condition when CT bottom reaches the project depth the forcing through is over [7].

7. CT is retrieved from the hole, and cleaned from remaining composition by means of pumping through of flushing agent.

8. They conduct forcing through of plugging solution into formation with gas pumping from donor-well or independent source (gas pumping unit).

9. The wellhead has been sealed for the time of response of plugging solution, during the time the pressure of the wellhead is maintained constant. When necessary they pump gas into the well or bleed it via throttle line.

The advantages and distinctive features of the offered technology are:

– In the course of intermediate stages of the job they maintain underbalanced conditions, that eliminates getting of the buffer solutions into formation and filtration-volumetric properties of the pay zone remains constant.

– The use of CTUs allows to convey compositions to the isolated section, and thus reduce zones of solution mixing, increase selectivity of the action and job efficiency.

Despite high coiled tubing efficiency there is a number of issues connected with job fulfillment, these are connected with specificity of CT use. They are:

1. Significant hydraulic resistance in CT string

The presence of significant hydraulic pressure losses due to relatively small cross section area of CT string, the losses value does not depend on well depth. This is connected with the effect that regardless of well design, solutions are pumped throughout the CT string, as well as through the part spooled onto the reel.

In the course of hydraulic calculations the additional restricting issue is the significant reduction of fatigue strength as it is being spooled/unspooled from the reel under internal pressure exceeding 21.0 mPa [8]. The pressure of fluid pumping to the CT is restricted not with tubing breaking point and not with pumping unit properties, but with tubing fatigue strength.

- $L_{БДТ}$ – общая длина гибкой трубы/Total length of CT
- $H_{БДТ}$ – глубина спуска гибкой трубы в скважину/CT running in depth
- P_n – давление нагнетания/Pumping pressure
- $P_{гс}$ – давление гидростатическое/Hydrostatic pressure
- $P_з$ – давление в скважине у башмака гибкой трубы/Well pressure near CT bottom
- $P_{баш}$ – перепад давления на башмаке/Bottom pressure drop



2. Разрыв сплошности потока тампонирующих материалов.
Рассмотрим схему выполнения технологических операций с использованием колтюбинговых установок, основные условия и факторы, влияющие на давления в колонне БДТ.

Распределение давлений в колонне БДТ можно описать уравнением:

$$P_3 = P_n + P_{zc} - \Delta P \quad (4)$$

где P_3 — забойное давление, Па;
 P_n — давление нагнетания, Па;
 P_{zc} — гидростатическое давление, Па;
 ΔP — гидравлические потери, Па.

Эпюра распределения давлений в безмуфтовой длинномерной трубе приведена на рис. 2.

После преобразований уравнение (4) примет вид [9, 10]:

$$P_n - P_3 = \frac{8\lambda L_{БДТ}}{\pi^2 d^5} \rho Q^2 + K\rho Q^2 - \rho g H_{БДТ} \quad (5)$$

где λ — коэффициент гидравлических сопротивлений;
 d — внутренний диаметр БДТ, м;
 $L_{БДТ}$ — длина БДТ в барабане, м;
 Q — расход жидкости, м³/с;
 ρ — плотность закачиваемой жидкости, кг/м³;
 K — обобщенный коэффициент местных сопротивлений, м⁻⁴;
 $H_{БДТ}$ — глубина спуска БДТ в скважину, м.

Из данного уравнения следует, что в определенных случаях гидростатическое давление может превысить суммарную величину гидравлических потерь напора для части БДТ, спущенной в скважину. При этом величина разности давлений в уравнении примет отрицательное значение. Это значит, что в данном случае может произойти разрыв сплошности потока жидкости в БДТ.

При разрыве потока теоретические формулы для расчета режима течения и потерь напора становятся неприменимыми, т.е. гидравлический расчет становится невозможным. Кроме того, поскольку давление при этом падает ниже давления насыщенных паров, то происходит вскипание жидкости. Поведение коллоидных систем в условиях кипения практически не изучено и в научной литературе не описано. Поэтому дополнительным условием при выборе гидравлических режимов закачек является превышение гидравлических сопротивлений в части гибких труб, находящихся в скважине, над гидростатическим давлением столба жидкости в БДТ.

Для определения минимального расхода закачки изолирующих составов через БДТ, при котором не произойдет разрыва сплошности потока, воспользуемся уравнением (6):

$$Q_{мин} \geq \sqrt{\frac{P_n - P_3 + \rho g H_{БДТ}}{\rho \left(\frac{8\lambda L_{БДТ}}{\pi^2 d^5} + K \right)}} \quad (6)$$

Анализ данного уравнения показывает, что величину минимального расхода жидкости на практике можно регулировать величиной обобщенного коэффициента местных сопротивлений K , который зависит от забойной компоновки БДТ, а также подбором свойств и плотности закачиваемых жидкостей.

2. The breaking of cementing admixture flow entirely let us consider the job sequence with CTU, the general conditions and issues affecting the pressure in CT string.

It is possible to define pressure distribution in the CT string with equation:

$$P_3 = P_n + P_{zc} - \Delta P \quad (4)$$

where P_3 — bottomhole pressure, Pa;
 P_n — pumping pressure, Pa;
 P_{zc} — hydrostatic pressure, Pa;
 ΔP — hydraulic losses, Pa.

The epure of pressure distribution inside CTU is given on fig. 2.

After reforming the equation (4) is as follows [9, 10]:

$$P_n - P_3 = \frac{8\lambda L_{БДТ}}{\pi^2 d^5} \rho Q^2 + K\rho Q^2 - \rho g H_{БДТ} \quad (5)$$

where λ — the ratio of hydraulic resistance;
 d — CT ID, m;
 L_{ct} — CT reel length, m;
 Q — flow rate, m³/s;
 ρ — density of the injected fluid, kg/m³;
 K — the general ratio of local resistance, m⁻⁴;
 H_{ct} — CT running in depth, m

The equation suggests that in some cases hydrostatic pressure could exceed the total value of hydrostatic losses of the flow for CT section, run in hole. The value of differential pressure would be negative. This proves the fact the in this case there could appear the breakage of entirety of the flow inside CT.

When the flow is broken, the theoretical equations for flow regime calculation and pumping losses are becoming unusable, that is hydraulic calculation is not possible, besides, as the pressure is dropping below the pressure of saturated vapor, there appears fluid boiling. The behavior of colloid systems under boiling conditions is unknown, and is not described in scientific literature. Because of the fact the additional condition when choosing hydraulic pumping regimes is the exceeding of hydraulic resistance in the section of CT, that are inside the well over hydrostatic pressure of liquid column inside CT.

In order to determine the minimum fluid flow of isolating mixtures through CT that would not cause breaking of flow entirely let us use the following equation:

$$Q_{мин} \geq \sqrt{\frac{P_n - P_3 + \rho g H_{БДТ}}{\rho \left(\frac{8\lambda L_{БДТ}}{\pi^2 d^5} + K \right)}} \quad (6)$$

The analysis of the equation suggests the value of minimum fluid flow could actually be adjusted with value of generalized ratio of local resistances — K , which depends on CT assembly, as well as with selection of properties and density of injected fluids.

3. Сложности в обеспечении селективности закачки изолирующих составов, наличие постоянного притока газа в процессе технологической операции.

Опыт изоляционных работ с использованием гибкой трубы показывает, что селективность воздействия можно обеспечить с применением специальных технических средств — надувных пакеров и съемных пакер-пробок, конструкция которых позволяет установить их в скважине без извлечения подземного оборудования. В связи с отсутствием таких пакеров для закачки технологических растворов в изолируемый интервал на УГНКМ используются особенности геологического строения сеноманской залежи и конструктивные особенности газовых скважин.

Внедрение технологии водоизоляции с использованием колтюбинговых установок позволило с высокой эффективностью проводить водоизоляционные работы без глушения скважин в условиях депрессии на пласт. Это дало возможность исключить воздействие технологических растворов на фильтрационно-емкостные свойства ПЗП, тем самым сохранить продуктивность скважин на доремонтном уровне. Использование колтюбинговых установок позволило повысить производительность бригад КРС и увеличить объемы изоляционных работ в газовых скважинах.

Общий экономический эффект от внедрения технологии составляет более 50 млн руб. ежегодно.

Перспективы выполнения водоизоляционных работ с использованием колтюбинговых установок связаны с внедрением специальных технических средств — надувных пакеров. Их применение позволит повысить эффективность ремонтно-изоляционных работ за счет обеспечения селективности закачек изолирующих составов.

Литература:

1. Минликаев, В.З. Технология промывки забоев газовых скважин на месторождениях Западной Сибири в условиях аномально низких пластовых давлений : дис. ... к.т.н / В.З. Минликаев. — Ставрополь, 2000. — 124 с.
2. Тагиров, К.М. Бурение скважин на депрессии / К.М. Тагиров, В.И. Нифантов. — М.: ООО «Недра — Бизнесцентр», 2003. — 160 с.
3. Перспективы проведения водоизоляционных работ с использованием колтюбинговых установок / А.А. Ахметов [и др.] // Сборник научных трудов. — Вып. 7. — Краснодар, 2002. — 308 с.
4. Применение колтюбинговых установок для проведения РИР / Рябоконт С.А. [и др.] // Сборник научных трудов. — Вып. 7. — Краснодар, 2002. — 308 с.
5. Отчет НИОКР по результатам опытных работ по изоляции водопритока в газовых скважинах на ОГКМ. — Самара, 2000. — 61 с.
6. Регламент на обработку призабойной зоны пласта на скважинах УГНКМ. — Новый Уренгой, 2000. — 39 с.
7. Способ установки цементного моста в скважине с открытым интервалом перфорации / А.А. Ахметов, А.Н. Дудов, Г.А. Киряков // Бюлл. из. — № 5. — 2003.
8. Новые технологии капитального ремонта скважин / Petroleum Engineering and Related Management Training Gubkin Academy. — Moscow, 2003.
9. Сахабутдинов, Р.Р. Разработка технологий ремонта газовых скважин без глушения: Дис. ... к.т.н. / Р.Р. Сахабутдинов. — Новый Уренгой, 2005. — 131 с.
10. Гидравлический расчет промывки песчаных пробок в условиях АНПД / Д.Н. Хадиев, Р.Р. Сахабутдинов, А.А. Ахметов // Бурение и Нефть. — № 12. — 2005.

3. Obstacles in the provision of pumping selectivity of isolating mixtures, availability of constant gas inflow in the course of the job.

The experience of isolation activities with CT suggests that selectivity of the effect could be provided with special technical means — inflatable packers, and removable packers — the design of the packers allows its installation inside the well with no downhole equipment retrieval.

Since there are no such packers, in order to provide injection of technological solutions to the isolated section, UGNKM use the peculiarities of geology of Senoman deposits and design peculiarities of gas wells.

The introduction of the water shutoff technology with CTUs allowed performing such jobs with high efficiency with no well killing under underbalanced conditions. This gave an opportunity to exclude the impact of technological solutions on filtration-capacitative properties of bottomhole formation zone, thus saving well output as it was before the servicing. The use of CTUs allowed increasing crew productivity and increasing isolation jobs volume in gas wells.

The total economic effect from the technology amounts over 50 mln of rubles annually.

The further prospectives of water shutoff activities with CTUs use are connected with implementation of special technical means — inflatable packers. The packer application would allow increasing the efficiency of servicing due to injection selectivity of isolation mixtures.

Literature:

1. Minlikaev, V.Z. Technology of bottomhole formation zone flushing of gas wells on the fields of Western Siberia under anomaly low formation pressure: Thesis for PHD / V.Z. Minlikaev. — Stavropol, 2000, 124 p.
2. Tagirov, K.M. Underbalanced well drilling. K.M. Tagirov, K.M. Nitantov. — M.: Nedra-Businesscentre, 2003, 160p.
3. Akhmetov A.A., Sakhabutdinov R.R., Khadiev D.N., Shtakhov E.N. The prospectives of water shutoff activities with CTUs. Articles, #7, Krasnodar, 2002 — 308p.
4. Ryabokon S.A., Tkachenko R.V., Akhmetov A.A. and others. The application of CTUs for servicing and stimulation activities. Articles, #7, Krasnodar, 2002 — 308p.
5. Research report for experimental activity for water shutoff in gas wells of OGKM, Samara, 2000, 61p.
6. Regulations of bottomhole formation zone treatment of UGNKM wells. Novy Urengoi, 2000, 39p.
7. Akhmetov A.A., Dudov A.N., Kiryakov G.A. Ways to install cement bridge in well with opened perforating interval. Bulletin #5, 2003
8. New technologies of well workover, Petroleum Engineering and Related Management Training Gubkin Academy — Moscow
9. Sakhabutdinov R.R. Development of gas well servicing technologies. . Thesis for PHD — Novy Urengoi, 2005 — 131p.
10. Khadiev D.N., Sakhabutdinov R.R., Akhmetov A.A., Hydraulic calculation of sand plug flushing under ANPD conditions. Burenie i Neft. 12.2005

ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ ОТ ПЕСКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ

В.А. Васильев,
В.Е. Дубенко,
Т.А. Гунькина
(ОАО «СевКавНИПИгаз»,
г. Ставрополь)

V.A. Vasilev,
V.E. Dubenko,
T.A. Gunkina
(SevKavNIPigas, Stavropol)

TECHNOLOGY OF WELL BOTTOMHOLE FORMATION ZONE CLEANING FROM SAND USING COILED TUBING TECHNOLOGY

Песчаные пробки накапливаются на забое по различным причинам: недоосвоение скважины при высокой подвеске колонны НКТ, вынос твердой фазы промывочной жидкости и мелких фракций горной породы, вынос продуктов коррозии, внесенных в пласт при закачке газа.

Песчаная пробка блокирует значительную часть газонасыщенной толщины пласта (от 30 до 70 %). Голова песчаной пробки и сама пробка со временем уплотняется за счет выдавливания жидкости из пробки при создании репрессии на пласт в цикле закачки газа или депрессии на пробку в цикле отбора. Осушка песчаной пробки протекает также за счет испарения части воды в поток сухого газа при его закачке.

В зависимости от конструкции скважины, наличия технических средств, пластовых условий, прочности песчаной пробки возможно использовать несколько технологий удаления осадков с забоя скважины:

- промывка песчаной пробки водой через насадку с центральным отверстием (для рыхлой пробки). Однако в условиях АНПД при промывке водой будут создаваться большие репрессии на пласт, что приведет к поглощению промывочной жидкости;
- промывка песчаной пробки пенами через насадку с центральным отверстием позволяет исключить репрессию на пласт, можно работать на равновесии и даже с некоторой депрессией. Использование пены улучшает условие выноса продуктов разрушения на поверхность;
- промывка песчаной пробки водой или пеной с использованием гидроударника, позволяющего разрушать плотную песчаную пробку;
- импульсная промывка песчаной пробки водой и пеной, позволяющая обеспечить разрушение песчаной пробки водой и вынос продуктов разрушения пеной;
- промывка песчаной пробки водой с одновременной отработкой скважины при повышенных депрессиях, стараясь включить в процесс фильтрации очищенные от пробки интервалы пласта.

Эти технологии планируется использовать при проведении ремонтных работ на скважинах Саратовских ПХГ.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВКИ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ ВОДОЙ

Суть предлагаемого метода очистки забоя скважины с использованием гибких труб (колтюбинга) заключается в следующем:

- промывку производят без глушения скважин;
- размыв песчаной пробки ведется струей воды через насадку на конце колтюбинга;
- продукты разрушения пробки водой выносятся по кольцевому пространству НКТ – колтюбинг;
- после ремонта скважина вводится в эксплуатацию освоением компрессорным способом (после извлечения колтюбинга).

Sand plugs accumulate downhole because of different reasons: non-accomplished well development at high suspension of tubing string, the carrying out of solid phase of circulation fluids and small fraction fines, the carrying out the corrosion products, brought in while pumping gas.

The sand plug blocks significant part of gas saturated bed depth (30 to 70 %). The head of sand plug and the plug itself with the times gets thicker due to fluid squeezing from plug under repression inside layer as the gas is being pumped or plug underbalanced conditions during withdrawal cycle. The sand plug dewatering is conducted owing to evaporation of part of water into dry gas when it is being pumped.

Depending on well design, availability of technical means, downhole conditions, sand plug durability it is possible to use several technologies to remove deposits from bottomhole:

- sand plug flushing with jet tool with central nozzle (for mellow plug). Under abnormally low formation pressure conditions when flushing with water there arise high formation repressions that would lead to absorption of circulation fluid;
- flushing of sand plug with foams with jet tool with central nozzle allows to eliminate formation repression, operate in balanced conditions and even under slightly underbalanced conditions. The foam use facilitates carrying out of cuttings uphole;
- flushing of sand plug with water or foam with hydraulic hammer that allows destroying thick sand plug;
- pulse flushing of sand plug with water and foam that allows destroying sand plug with water and carrying out the destruction products with water;
- flushing of sand plug with water with simultaneous well processing under increased underbalanced conditions, striving to include into filtering process well intervals that are already free from plugs.

These technologies are intended for use for servicing wells of Saratov underground storage facility.

TECHNOLOGY OF SAND PLUG FLUSHING WITH WATER

The suggested approach of well bottomhole cleaning with coiled tubing is as follows:

- the flushing is conducted with no well killing;
- flushing of sand plug is conducted with water jet via nozzle on coiled tubing end;
- the cuttings carryout is conveyed with water in annular space of tubing string – coiled tubing;
- the well is put into operation after servicing with well development with compressor approach (after coiled tubing retrieval from hole);

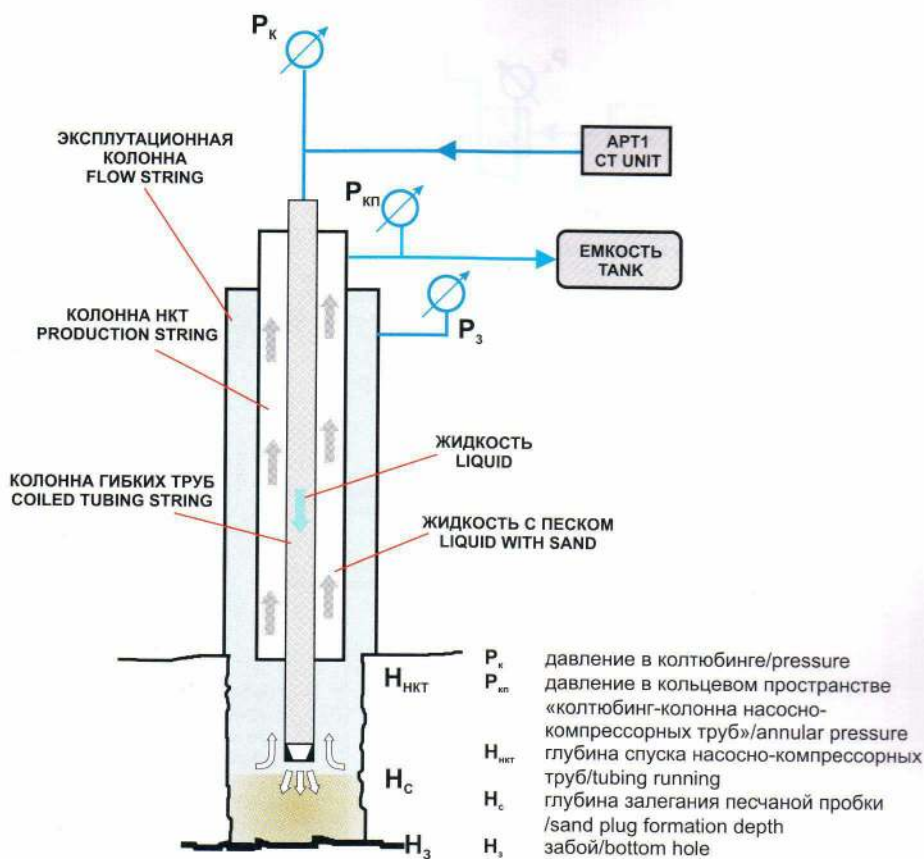


рис. 1. Схема промывки песчаной пробки водой через насадку с центральным отверстием
Fig.1. The model of sand plug water flushing via jet tool with central nozzle.

Расчетная схема процесса приведена на рис. 1.

The design model is given on fig.1.

Ограничения, накладываемые на процесс промывки песчаной пробки:

Restrictions imposed on flushing operation:

1. Допустимое давление нагнетания промывочной жидкости:
 - давление опрессовки колонны гибких труб;
 - давление, допустимое на превенторе;
 - давление, допустимое на герметизаторе КУ.
2. Давление на выкиде скважины со сбросом воды в емкость – атмосферное.
3. Давление на забое скважины при промывке – не более величины давления поглощения.

1. Allowable pressure of circulation fluid pumping:
 - hydrostatic test pressure of CT string;
 - allowable BOP pressure;
 - CT unit Stripper allowable pressure.
2. Pressure of well outlet with water discharge into a tank equals atmospheric pressure.
3. Pressure of well bottomhole while flushing should not exceed the value of absorption pressure.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВКИ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ ПЕНОЙ

TECHNOLOGY OF SAND PLUG FLUSHING WITH FOAM

Применяется при поглощении промывочной жидкости.

Суть предлагаемого метода заключается в следующем:

- промывку производят без глушения скважин;
- размыв песчаной пробки ведется струей пены через насадку на конце колтюбинга;
- продукты разрушения пробки выносятся пеной по кольцевому пространству НКТ – колтюбинг;
- плотность пены подбирается таким образом, чтобы обеспечить промывку скважины на равновесии. Это исключает загрязнение призабойной зоны продуктами разрушения песчаной пробки;
- скважина вводится в эксплуатацию после ремонта без проведения каких-либо дополнительных работ (кроме извлечения колтюбинга).

Applied when circulation fluid is being absorbed.

The idea of the approach is as follows:

- flushing is conducted with no well killing;
- flushing of sand plug is conducted with foam jet via nozzle on coiled tubing end;
- the cuttings carryout is effected with foam via annular space of tubing string – coiled tubing;
- foam density is selected to provide well flushing under balanced conditions. This excludes pollution of bottomhole formation zone with sand plug particles;
- the well is put into operation after servicing with no additional services (except for coiled tubing retrieval).

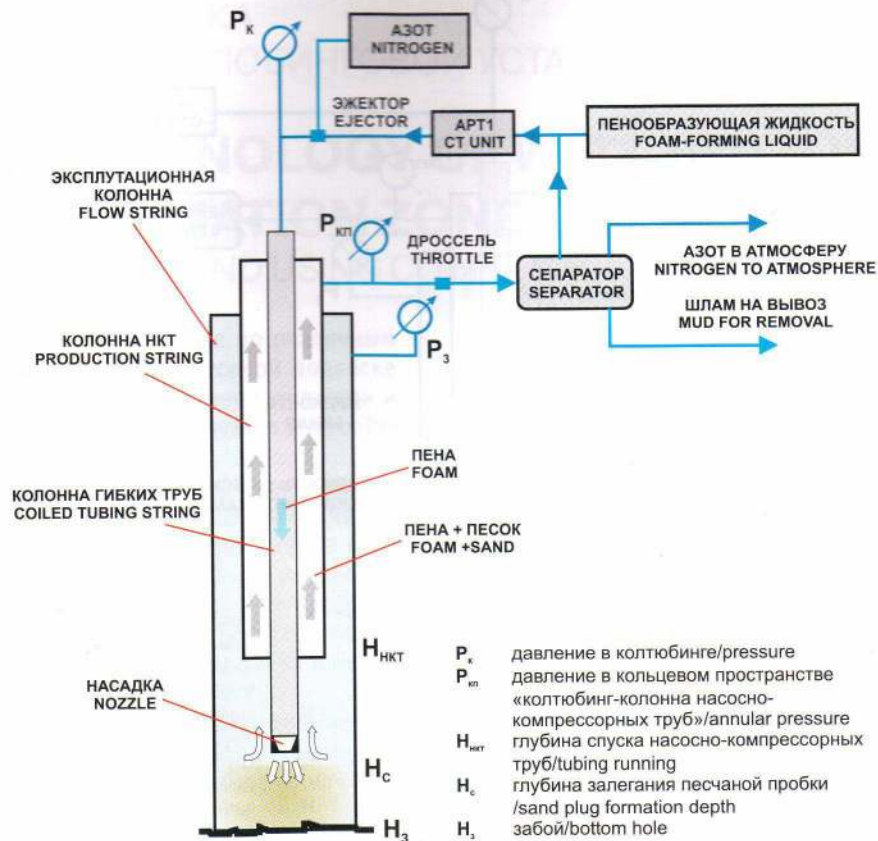


Рис. 2. Схема промывки песчаной пробки пеной через насадку с центральным отверстием
 Fig. 2. The model of sand plug flushing via jet tool with central nozzle

Расчетная схема процесса приведена на рис. 2.

Ограничения, накладываемые на процесс промывки песчаной пробки:

1. Допустимое давление нагнетания промывочной жидкости:
 - давление опрессовки колонны гибких труб;
 - давление, допустимое на превенторе;
 - давление, допустимое на герметизаторе КУ.
2. Давление на выкиде скважины со сбросом пены в сепаратор – 0,3 МПа.
3. Допустимая скорость пенной системы, исключая абразивный износ оборудования, – 10 м/с.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВКИ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ ВОДОЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИДРОУДАРНИКА

Применяется при высокой прочности песчаной пробки, не поддающейся размыву.

Суть предлагаемого метода очистки забоя скважины с использованием гибких труб заключается в следующем:

- промывку производят без глушения скважин;
- разрушение песчаной пробки ведется гидроударником на конце колтюбинга;
- продукты разрушения пробки выносятся водой по кольцевому пространству НКТ – колтюбинг;
- после ремонта скважина вводится в эксплуатацию освоением компрессорным способом (после извлечения колтюбинга).

The design model is given on fig. 2.

Restrictions imposed on flushing operation:

1. Allowable pressure of circulation fluid pumping:
 - hydrostatic test pressure of CT string;
 - allowable BOP pressure;
 - CT unit Stripper allowable pressure.
2. Well outlet pressure with foam discharge into separator is 0.3 mPa.
3. Allowable foam system velocity, that excludes abrasive equipment wearout is 10 m/s.

TECHNOLOGY OF SAND PLUG WATER FLUSHING WITH THE USE OF HYDRAULIC HAMMER

Applied for high strength sand plugs, immune to flushing

The idea of the suggested approach of bottomhole cleaning with CT is as follows:

- flushing is conducted with no well killing;
- flushing of sand plug is conducted with hydraulic hammer on coiled tubing end;
- the cuttings carryout is effected with foam via annular space of tubing string – coiled tubing;
- the foam density is selected to provide well flushing under balanced conditions. This excludes pollution of bottomhole formation zone with sand plug particles;
- the well is put into operation after servicing with its development with compressor approach (after coiled tubing retrieval).

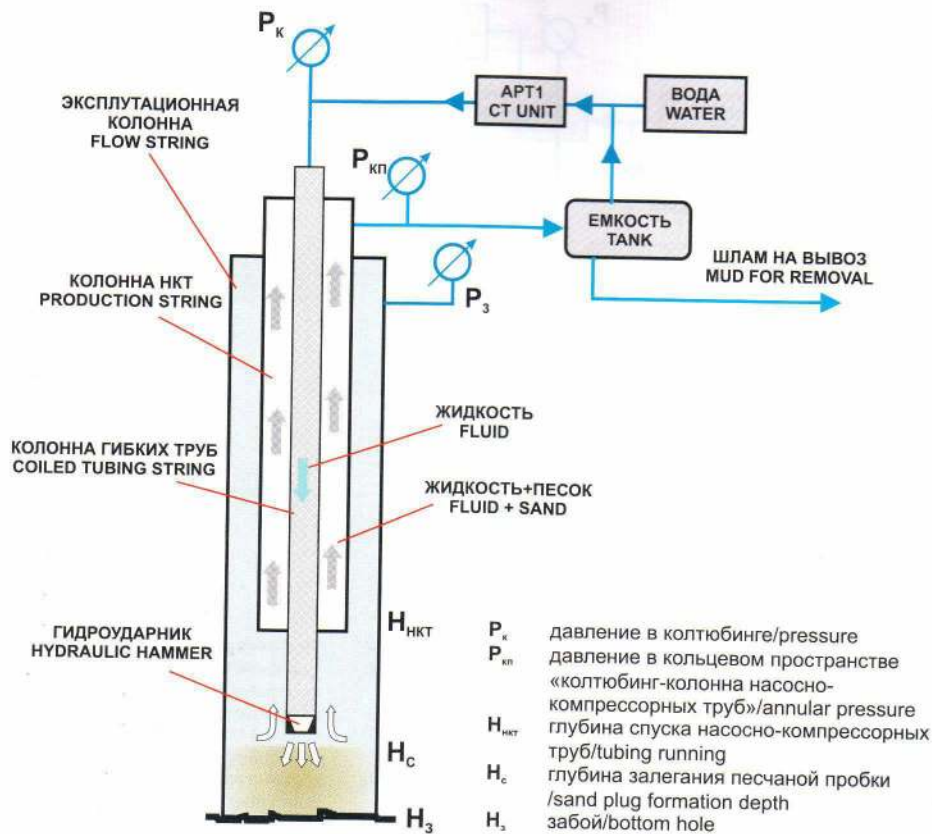


Рис. 3. Схема промывки песчаной пробки водой с использованием гидроударника
 Fig. 3. The model of sand plug water flushing with hydraulic hammer

Расчетная схема процесса приведена на рис. 3.

The design model is given on fig. 3.

Ограничения, накладываемые на процесс промывки песчаной пробки:

1. Допустимое давление нагнетания промывочной жидкости:
 - давление опрессовки колонны гибких труб;
 - давление, допустимое на превенторе;
 - давление, допустимое на герметизаторе КУ.
2. Давление на выкиде скважины со сбросом воды в емкость – атмосферное.
3. Давление на забое скважины при промывке – не более величины пластового давления.

Restrictions imposed on flushing operation:

1. Allowable pressure of circulation fluid pumping:
 - hydrostatic test pressure of CT string;
 - allowable BOP pressure;
 - CT unit Stripper allowable pressure.
2. Well outlet pressure with foam discharge into separator is equal to atmospheric pressure.
3. Bottomhole pressure during flushing operation should not exceed formation pressure.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВКИ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ ПЕНОЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИДРОУДАРНИКА

TECHNOLOGY OF FOAM SAND PLUG FLUSHING WITH HYDRAULIC HAMMER APPLICATION

Применяется при высокой прочности песчаной пробки, не поддающейся размыву в условиях АНПД.

Applied when sand plug is extremely durable and could not be flushed under abnormally low formation pressure conditions.

Суть предлагаемого метода очистки забоя скважины с использованием гибких труб (колтюбинга) заключается в следующем:

The idea of the suggested approach is as follows:

- промывку производят без глушения скважин;
- размыв песчаной пробки ведется струей пены через гидроударник на конце колтюбинга;
- продукты разрушения пробки выносятся пеной по кольцевому пространству НКТ – колтюбинг;
- плотность пены подбирается таким образом, чтобы обеспечить промывку скважины на равновесии. Это исключает загрязнение призабойной зоны продуктами разрушения песчаной пробки;
- скважина вводится в эксплуатацию после ремонта без проведения каких-либо дополнительных работ (кроме извлечения колтюбинга).

- flushing is conducted with no well killing;
- flushing of sand plug is conducted with foam jet via hydraulic hammer on coiled tubing end;
- the cuttings carryout is effected with foam via annular space of tubing string – coiled tubing;
- the foam density is selected to provide well flushing under balanced conditions. This excludes pollution of bottomhole formation zone with sand plug particles;
- the well is put into operation after servicing with no additional services (except for coiled tubing retrieval).

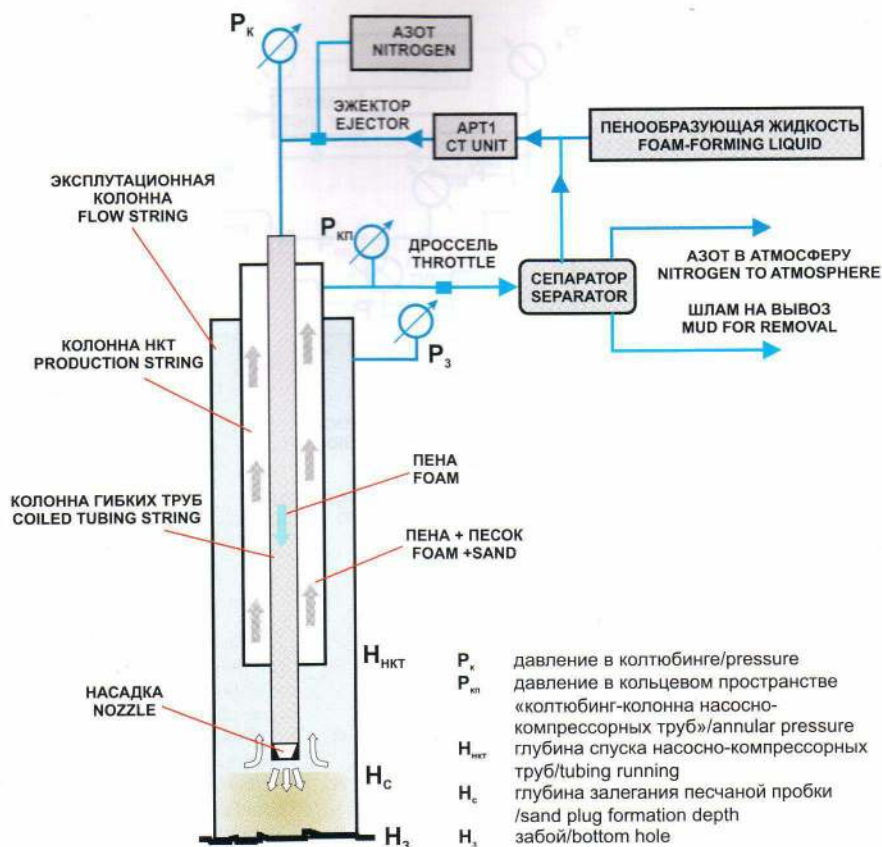


Рис. 4. Схема промывки песчаной пробки пенами с использованием гидроударника
 Fig. 4. The model of sand plug foam flushing with hydraulic hammer

Расчетная схема процесса приведена на рис. 4.

Ограничения, накладываемые на процесс промывки песчаной пробки:

1. Допустимое давление нагнетания промывочной жидкости:
 - давление опрессовки колонны гибких труб;
 - давление, допустимое на превенторе;
 - давление, допустимое на герметизаторе КУ.
2. Давление на выкиде скважины со сбросом пены в сепаратор – 0,3 МПа.
3. Допустимая скорость пенной системы, исключая абразивный износ оборудования, – 10 м/с.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВКИ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ ИМПУЛЬСНОЙ ЗАКАЧКОЙ ВОДЫ И ПЕНЫ

Применяется при низкой эффективности разрушения пробки пеной в условиях АНПД.

Суть предлагаемого метода очистки забоя скважины с использованием гибких труб заключается в следующем:

- промывку производят без глушения скважин;
- размыв песчаной пробки ведется струей воды (ПОЖ) через насадку на конце колтюбинга;
- выносятся продукты разрушения пробки пеной по кольцевому пространству НКТ – колтюбинг;
- плотность пены подбирается таким образом, чтобы обеспечить промывку скважины на равновесии. Это исключает загрязнение призабойной зоны продуктами разрушения песчаной пробки;
- скважина вводится в эксплуатацию после ремонта без проведения каких-либо дополнительных работ (кроме извлечения колтюбинга).

The design model is given on fig. 4.

Restrictions imposed on flushing operation:

1. Allowable pressure of circulation fluid pumping:
 - hydrostatic test pressure of CT string;
 - allowable BOP pressure;
 - CT unit Stripper allowable pressure.
2. Well outlet pressure with foam discharge into separator equals 0.3 mPa.
3. Allowable foam system velocity excluding abrasive equipment wear out is 10 m/s.

TECHNOLOGY OF SAND PLUG FLUSHING WITH PULSE PUMPING OF WATER AND FOAM

Applied when plug flushing under conditions of abnormally low formation pressure is inefficient.

The idea of suggested approach is as follows:

- flushing is conducted with no well killing;
- flushing of sand plug is conducted with water jet (foam-forming liquid) via tool on coiled tubing end;
- the cuttings carryout is effected with foam via annular space of tubing string – coiled tubing;
- the foam density is selected to provide well flushing under balanced conditions. This excludes pollution of bottomhole formation zone with sand plug particles;
- the well is put into operation after servicing with no additional services (except for coiled tubing retrieval).

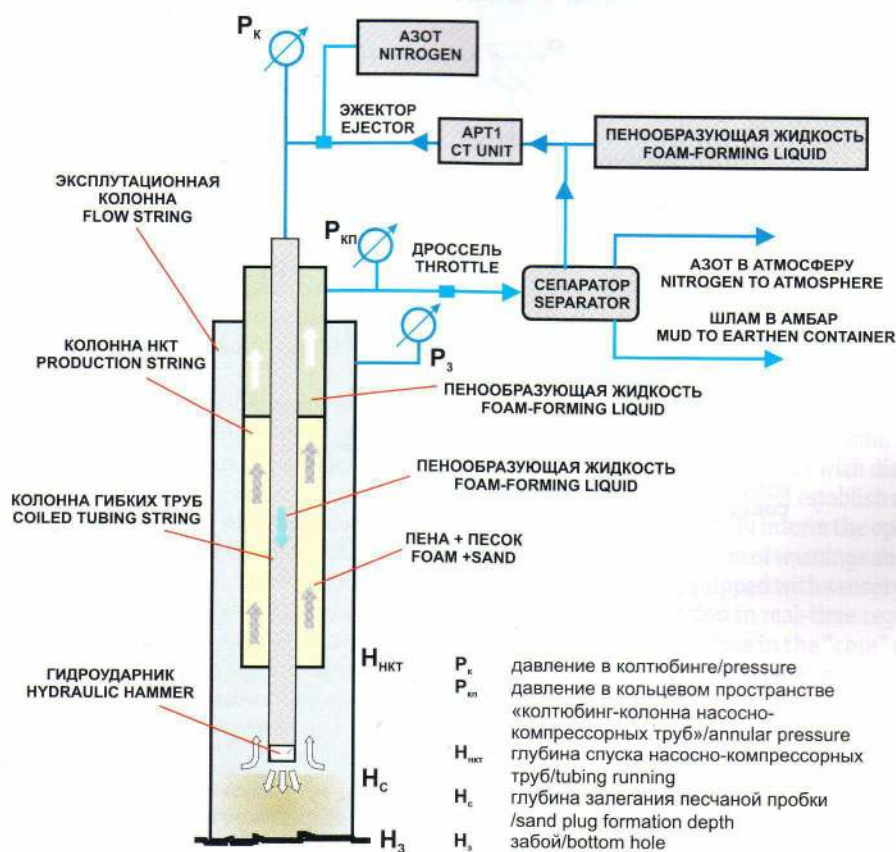


Рис. 5. Схема промывки песчаной пробки импульсной закачкой воды и пены
 Fig. 5. The model of sand plug pulse foam and water flushing

Расчетная схема процесса приведена на рис. 5.

The design model is given on fig.5.

Ограничения, накладываемые на процесс промывки песчаной пробки:

Restrictions imposed on flushing operation:

1. Допустимое давление нагнетания промывочной жидкости:
 - давление опрессовки колонны гибких труб;
 - давление, допустимое на превенторе;
 - давление, допустимое на герметизаторе КУ.
2. Давление на выкиде скважины со сбросом пены в сепаратор – 0,3 МПа.
3. Допустимая скорость пенной системы, исключая абразивный износ оборудования, – 10 м/с.

1. Allowable pressure of circulation fluid pumping:
 - hydrostatic test pressure of CT string;
 - allowable BOP pressure;
 - CT unit Stripper allowable pressure.
2. Well outlet pressure with foam discharge into separator is 0.3 mPa.
3. Allowable foam system velocity excluding abrasive equipment wear out is 10 m/s.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВКИ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ ВОДОЙ С ОТРАБОТКОЙ СКВАЖИНЫ

TECHNOLOGY OF SAND PLUG WATER FLUSHING WITH WELL TRAVERSING

Суть предлагаемого метода заключается в следующем:

- промывку производят без глушения скважины;
- размыв песчаной пробки ведется струей воды через насадку на конце колтюбинга;
- продукты разрушения пробки выносятся газовой эмульсией по кольцевому пространству НКТ – колтюбинг, газ поступает из пласта при допустимой депрессии. При этом обеспечивается дополнительная очистка ПЗП;
- отсутствие репрессии на пласт исключает загрязнение призабойной зоны промывочной жидкостью (водой) и продуктами разрушения песчаной пробки;
- скважина вводится в эксплуатацию после ремонта без проведения каких-либо дополнительных работ (кроме извлечения колтюбинга)

The idea of suggested approach is as follows:

- flushing is conducted with no well killing;
- flushing of sand plug is conducted with water jet via tool on coiled tubing end;
- the cuttings carryout is effected with gas-water emulsion via annular space of tubing string – coiled tubing, gas comes from bed under allowable underbalanced conditions. Thus providing additional cleaning of bottomhole formation zone;
- no formation repression eliminates pollution of bottomhole formation zone of circulation fluid (water) and sand plug particles;
- the well is put into operation after servicing with no additional services (except for coiled tubing retrieval).

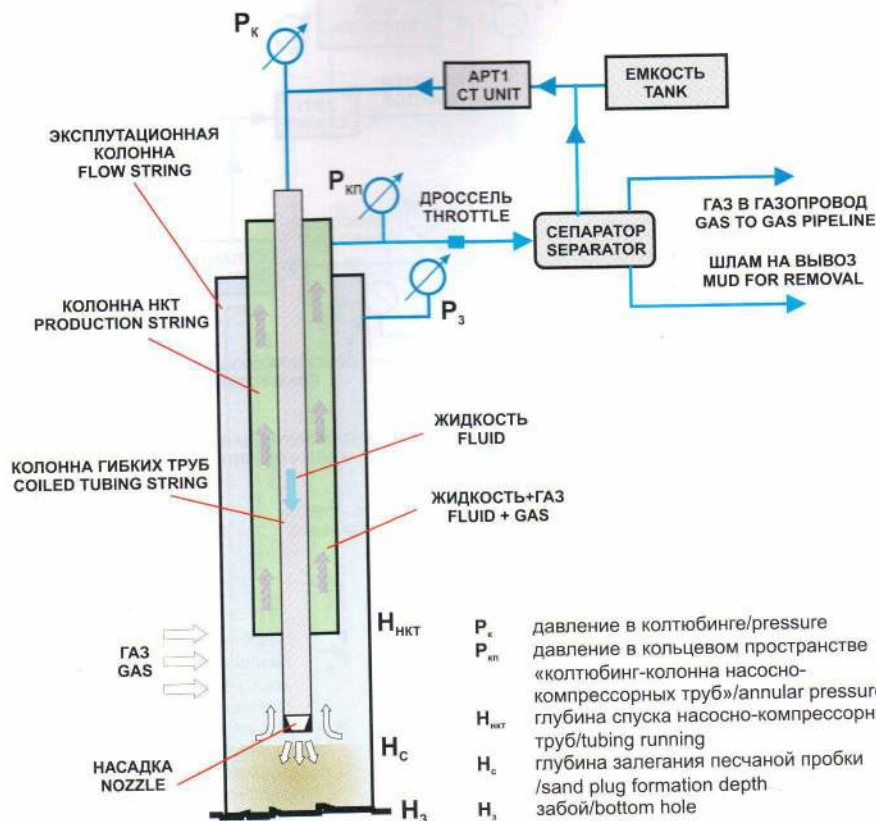


Рис. 6. Схема промывки песчаной пробки водой с одновременной отработкой скважины при повышенных депрессиях
 Fig. 6. The model of sand plug water flushing with simultaneous well traversing at increased underbalanced conditions

Расчетная схема процесса приведена на рис. 6.

Ограничения, накладываемые на процесс промывки песчаной пробки:

1. Допустимое давление нагнетания промывочной жидкости:
 - давление опрессовки колонны гибких труб;
 - давление допустимое на превенторе;
 - давление допустимое на герметизаторе КУ.
2. Давление на выкиде скважины со сбросом газа в газопровод (через сепаратор).
3. Допустимая скорость газожидкостной смеси, исключая абразивный износ фонтанной арматуры, – 10 м/с.
4. Максимальная депрессия на пласт при условии сохранения целостности пласта-коллектора.

Вначале производится расчет процесса промывки песчаной пробки для конкретной скважины, затем подбирается технология промывки, которая будет оптимальной для данных условий.

The design model is given on fig. 6.

Restrictions imposed on flushing operation:

1. allowable pressure of circulation fluid pumping:
 - hydrostatic test pressure of CT string;
 - allowable BOP pressure;
 - CT unit Stripper allowable pressure.
2. Well outlet pressure with gas discharge into gas pipeline (via separator).
3. Allowable foam system velocity excluding abrasive X-mass tree wear out is 10 m/s.
4. Maximum underbalanced conditions provided the integrity of reservoir bed remains.

It is conducted the estimation of flushing operation of sand plug for each particular well, further it is selected flushing technology that would be optimal for particular conditions.

Литература:

1. Технология очистки забоев газовых скважин на месторождениях Западной Сибири в условиях anomalно низких пластовых давлений. Гасумов Р.А., Гейхман М.Г., Минликаев В.З. – М.: Обзорная информация, – 2004. – 108 с. – (Серия “Бурение газовых и газоконденсатных скважин”).

Literature

1. Technology of bottomhole cleaning of gas wells on fields of Western Syberia under conditions of extremely low formation pressure/ Gasumov R.A., Geikhman M.G, Minlikaev V.Z. – M.: Review. – 2004. series “Drilling of gas and gas-condensate wells”, – 108 p.



НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ СЗАО «ФИДМАШ»

СЗАО «Фидмаш» – единственный в Евразии производитель широкой гаммы серийного колтюбингового оборудования – объявил о своих новых разработках, вышедших на российский нефтегазовый рынок в текущем году.

В первую очередь, это новая модель колтюбинговой установки, развивающая хорошо известную российским потребителям и зарекомендовавшую себя на рынке серию установок «среднего класса» – установка МК 20Т. В отличие от своих предшественниц, установка смонтирована на специально разработанном МЗКТ полноприводном шасси повышенной проходимости с колесной формулой 10х10. Установка МК20Т комплектуется рядом новых разработок.

Это более функциональная подъемная теплоизолированная кабина оператора, оснащенная системой управления и системой контроля-регистрации (СКР-3) нового поколения, узел намотки гибкой трубы повышенной емкости, позволяющий вести работу с гибкой трубой диаметром 38,1 мм длиной до 5 000 метров. Конструкция узла намотки позволяет работать с гибкой трубой диаметром до 44,4 мм и длиной до 3 800 метров. Система управления позволяет пользователю устанавливать максимально допустимые скорость, глубину и вес. Для оповещения оператора о ходе работы предусмотрена система предупреждающих сигналов и программируемых остановок. Система управления оснащена сенсорным монитором, на который выводится в режиме реального времени текущая информация.

Основному усовершенствованию подверглось «сердце» колтюбинговой установки – инжектор. Основное внимание разработчики предприятия уделили повышению надежности и ресурса работы инжектора. Это достигнуто за счет улучшения конструкции цепей, подбора специальных материалов для изготовления основных элементов инжектора, а также некоторых других «секретов». В итоге ресурс работы инжектора повысился почти в 2 раза. Это подтвердили результаты тестирования новых установок на специальном стендовом оборудовании. Оно установлено на тестовой площадке предприятия и позволяет полностью моделировать работу колтюбинговой установки в динамике на глубине до 4000 метров.

Идея создания такой установки в начале 2005 года обсуждалась в Хьюстоне разработчиком СЗАО «Фидмаш» с известной сервисной компанией ВJ, а в первом квартале 2006 года потребителям отгружены первые три установки.

В ряду новых разработок, которые уже получили потребители, есть и высокопроизводительная насосная установка Н 2501 с мощным двигателем 2250 л с и ресурсом работы 30 000 моточасов. Установка обеспечивает максимальную производительность 1400 л/мин при давлении 105 МПа. Это изделие продолжает программу по созданию полного комплекса оборудования для осуществления операций ГРП, начатую СЗАО «Фидмаш» в 2005 году. Две первые установки начали нести свою «трудную вахту» в первом квартале текущего года.

Компания делает особый акцент на том, что эти новинки действительно соответствуют требованиям растущего российского рынка оборудования для повышения нефтеотдачи пластов.

CJSC "FIDMASH"'S NEW DEVELOPMENTS

CJSC "FIDMASH", a unique manufacturer of wide range of serial Coiled Tubing equipment in Eurasia, announced its new developments issued for Russian oil&gas market this year.

First of all, it is a new type of Coiled Tubing Unit - MK20T – which develops series of "medium class" units well-known to Russian customers and proved reliable on the market.

In contrast to its predecessors, this unit is mounted on all-wheel drive chassis MZKT 10x10 of higher passability, which was developed especially on CJSC "FIDMASH" order. MK20T unit is equipped with a range of new developments.

They include more functional liftable heat-insulated operator's cabin equipped with data acquisition system of new generation (СКР-3), CT reel of higher capacity allowing to work with 5,000 m of CT with diameter 38,1 mm. The reel design allows also to work with 3,800 m of CT with diameter 44,4 mm. Control system permits the operator establish maximum allowable speed, depth and weight. To inform the operator about the course of work there is a system of warnings and programmable stops. Control system is equipped with sensory monitor which displays current information in real-time regime.

The main changes took place in the "core" of the unit – injector. The principal attention was paid to increase of its reliability and lifetime. It was achieved by improvement of chain design, selection of special materials for manufacturing principal injector parts and some other "secrets". As a result, injector lifetime increased almost twice. It was proved by the results of testing of new units on a special test bench installed on the test area of CJSC "FIDMASH". This test equipment allows to simulate completely Coiled Tubing Unit's operation in action on the depth up to 4,000 m.

The idea of producing such units was discussed in the beginning of 2005 by CJSC "FIDMASH" designers with well-known service company BJ in Houston, and in the first quarter of 2006 three units were shipped to customers.

Among new developments, which have already reached



their customers, is highly productive pump unit H2501 with powerful engine of 2,250 h.p. and lifetime 30,000 motohours. The unit provides maximum output of 1,400 l/min at the pressure 105 MPa. This unit continues the program, started by CJSC "FIDMASH" in 2005, on creation of a complex of fracturing equipment. Two first units started their operation in the first quarter of the current year.

The company emphasizes that these developments really comply with the requirements of Russian growing market of equipment for intensification of recoverable oil.

Компания ASEP, являющаяся крупнейшим поставщиком канатных подъемников, сделала серьезный прорыв в сфере разработки оборудования для колтюбинга: за период с 1997 года успела создать целый ряд дизельных/гидравлических колтюбинговых установок. Учитывая возрастающий спрос на современное многофункциональное оборудование, специалисты компании создали принципиально новое решение: установку SmartCoil.

К ее достоинствам можно отнести:

- быстрый монтаж;
- малый размер и компактность;
- возможность использования в арктических условиях;
- простое переключение с бурения в стандартном режиме на бурение в режиме колтюбинга;
- малый размер инжектора и возможность быстрого монтажа и введения в скважину составной трубы и инструментальной колонны;
- оптимальное программное обеспечение для управления оборудованием и наблюдения за состоянием трубы.

Инжектор

Компания является разработчиком новейшей модели инжектора QuadHead. Данный инжектор оборудован 4-мя приводными цепями, в отличие от традиционного с 2-мя, и имеет в 2 раза меньшую высоту по сравнению с ним.

Основной задачей при создании QuadHead было максимальное упрощение процесса эксплуатации и увеличение срока службы.

QuadHead может быть оборудован гидравлическим приводом, который прекрасно взаимодействует с новыми либо уже привычными дизельными и гидравлическими колтюбинговыми установками или же электрическим приводом, который поставляется как часть комплекта колтюбинговой установки SmartCoil производства компании ASEP.

Компактность и малая высота QuadHead делает его идеальным инжектором для использования с составными трубами, когда требуется дополнительная натяжка или на различных типах колтюбинговых установок.

Данный продукт компании ASEP представляет собой сочетание трех новейших технологических разработок на базе одной установки:

- во-первых, инжектор QuadHead;
- во-вторых, электрический привод для инжектора и барабана;
- и, наконец, система управления SmartMonitor ASEP.

Установка Smart Coil оборудована чистой и тихой кабиной оператора, в которой нет вынесенных элементов гидравлических или пневматических систем. Управляет системой оператор при помощи ручки управления типа «джойстик» и двух



ASEP, the leading supplier of wireline winches, is making a major expansion into coiled tubing equipment. Since 1997, ASEP has built a number of diesel/hydraulic coiled tubing units. Getting request from clients on the new requirements as multi purpose units the engineering team designed a complete new concept: SmartCoil unit.

- fast Rig up;
- small and Compact;
- design for Artic condition;
- easy change from Standard Operation to Coiled Tubing Drilling Operations;
- small Injector with rapid deployment of jointed pipe and tool strings;

- superior software for Control Equipment and Pipe Management.

Injector :

ASEP launched the revolutionary QuadHead injector. Configured with 4 drive chains rather than the traditional 2, QuadHead is less than 1/2 the height of a traditional injector.

QuadHead has been designed from the outset for easy maintainability and durability.



QuadHead is available with hydraulic drive and will interface with new or existing diesel/hydraulic coiled tubing units or with electric drive, delivered as part of the ASEP SmartCoil unit.

The compact height of the QuadHead makes it ideal for stacked working when extra pull is required or Coiled Tubing Drilling applications

ASEP SmartCoil combines three major technology advances in one coiled tubing unit.

1. Firstly, the QuadHead injector.
2. Secondly, electric drive for the injector and the reel.
3. Finally, application of ASEP SmartMonitor control systems.

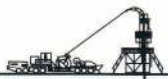
The SmartCoil operator cabin is a clean and quiet environment, free of hydraulic and pneumatic systems. The operator controls the SmartCoil unit using joysticks and two touchscreen monitors.



With coiled tubing
С непрерывной трубой



Or jointed pipe
Или с составной трубой



сенсорных мониторов. Система управления SmartMonitor позволяет пользователю устанавливать максимально допустимую скорость, глубину и вес. Для оповещения оператора о ходе работы предусмотрена система предупреждающих сигналов и программируемых остановок.

В комплект установки Smart Coil входит также панель управления и приводные управляющие модули, соединение с которыми обеспечивается посредством шины ProfiBUS.

Панель управления оборудована двумя большими, яркими сенсорными мониторами SmartMonitor, которые могут использоваться как для управления системой, так и для наблюдения за ее состоянием.

Соединение с блоком управления, с барабаном и головкой инжектора осуществляется посредством системы ProfiBUS, использующей действительно безопасный формат передачи данных.

На левый экран в постоянном режиме выводится текущая информация о состоянии системы, такая как вес, глубина, устье и циркуляционное давление, а также сообщения о неполадках и установочные значения.

Правый экран может работать в нескольких режимах: в режиме Smart Coil — для наблюдения за состоянием системы, в режиме Smart Pump — для осуществления управления гидравлическим насосом, а также в режиме SmartWell, используемом для наблюдения за состоянием скважины и для осуществления контроля над BOP/PCE.

Система электрического привода барабана и инжектора имеет синхронизированные двигатели, что позволяет достичь непревзойденной точности регулировки скорости. Возможность использования крутящего момента полной нагрузки при малой скорости или в состоянии покоя делает систему идеальной для фрезеровочных и бурильных работ в скважине.

Компания делает особый акцент на том, что этот новый проект колтюбинговой установки действительно соответствует требованиям растущего российского рынка оборудования для колтюбинга. В скором времени на российском рынке можно будет приобрести компактную версию данной системы, а в последующем планируется начать ее производство на территории Российской Федерации.



SmartMonitor allows the user to set critical speeds, depths and weights. The unit responds with alarms or controlled stops as the job progresses.

The SmartCoil system name encompasses both the control console and the ProfiBUS linked actuator modules.

The control console features two large, clear touchscreen SmartMonitor modules for system monitoring and control.

Links to the control skid, the tubing reel and the injector head are via ProfiBUS system, in intrinsically safe format.

The left screen format remains constant, providing the operator with essential information such as weight, depth, wellhead and circulating pressures, plus system alarms and set-points.

The right screen toggles between the SmartCoil system display for unit monitoring, the SmartPump system for fluid pump control and the SmartWell system for well monitoring and BOP/PCE control.

The electric drive system on the reel and injector features synchronous motors to give unrivalled speed control. Full-load torque is available continuously at low speed or rest, making the system ideal for milling or drilling applications.

Special emphasis has been put into ensuring the new design coil tubing units meets the demands of the growing Russian CT market. A very compact version will be made available and eventually assembled in Russia.

WEATHERFORD'S COILED TUBING (CT) JET PUMP SYSTEM

Weatherford is talking with different clients in Russia to use a jet pump system what is special designed to be run on coiled tubing to reduce the cost for crude oil production well's or de-watering wells .

КОМПАНИИ WEATHERFORD ПРЕДСТАВЛЯЕТ НОВЫЙ СТРУЙНЫЙ НАСОС ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВКАХ (КУ)

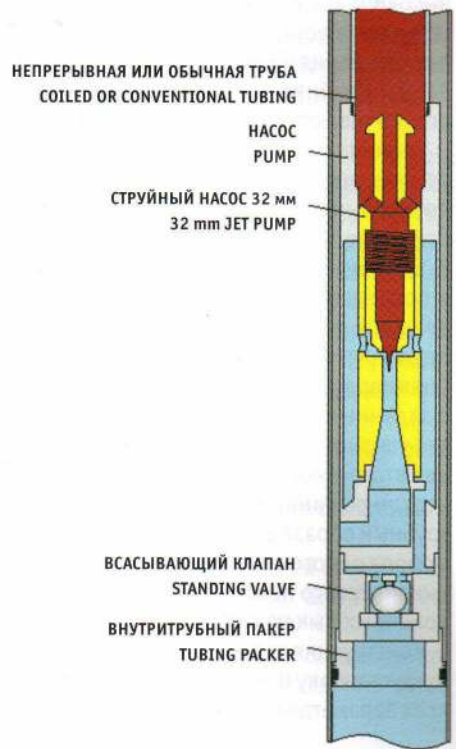


Weatherford®

Компания Weatherford вступила в переговоры с рядом российских компаний о возможности внедрения своего струйного насоса, разработанного специально для применения на колтюбинговых установках и дающего возможность снизить себестоимость скважин для добычи пластовой нефти и гидроизоляции скважин.

Струйный насос диаметром 32 мм компании Weatherford является превосходным решением для восстановления производительности нефтяных и газовых скважин, расположенных в удаленных районах, поскольку позволяет обойтись без использования дорогостоящего азота.

Данная модель компактного забойного насоса малого диаметра спроектирована специально для использования в современных трубах диаметром 60,3; 73 или 88,9 мм. Введение его в эксплуатацию не требует дорогостоящих адаптационных работ, так как все необходимые инструменты обычно используются в непрерывных трубах диаметром 31.75 или 38.1 мм.



ИННОВАЦИИ/NOVELTIES

Это «свободный» насос, способный гидравлически циркулировать как в непрерывной, так и в обычной трубе.

Стандартный рабочий показатель – 2 м³ выноса породы на каждый 1 м³ закачки.

Насос Weatherford 32 мм – идеальное оборудование для использования на наземных или морских буровых установках в случаях, когда скважина перестает фонтанировать, как альтернатива газлифту, а также для гидроизоляции газовых скважин или в качестве нового способа добычи нефти методом всасывания.

ИСПЫТАТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ОБРАЗЦОВ НЕПРЕРЫВНЫХ ТРУБ

Непрерывные трубы в процессе эксплуатации подвергаются сложному комплексному нагружению: знакопеременным циклическим изгибам, внутреннему давлению и осевому растяжению. Для объективной оценки качества образцов труб возникла необходимость создания испытательной установки, позволяющей осуществлять одновременное заданное воздействие каждым из трёх видов нагрузок.

Авторы [1] запатентовали техническое решение испытательной установки, обеспечивающей выполнение вышеуказанных требований. Циклические испытания осуществляются по принятой в России системе S-образного перегиба образца.

На чертеже (рис.1) приведено схематическое изображение устройства, а на рис. 2 показано взаимное расположение испытываемого образца и обеспечивающей его натяжение гибкой связи.

Устройство (рис.1) включает в себя два сектора 1, 2 с ободами 3, 4, установленными с возможностью вращения на осях. Секторы имеют независимые приводы реверсивного вращения от шестерён 5, 6 посредством зубчатых реек и гидроцилиндров 7, 8. На накрест лежащих концах ободов установлены зажимы 9, 10 для закрепления испытываемого трубного образца 11 и упоры 12, 13 – для закрепления гидроцилиндра 14 и гибкой связи 15. Зажимы 9, 10 снабжены заглушками 16, 17 для герметизации внутренней полости трубного образца с одного конца и присоединения шланга высокого давления 18 с другого конца. Гидравлическое питание устройства осуществляется от насосной установки 19, блока гидроуправления 20 посредством трубопроводов и гибких шлангов 18, 21. Крайние положения хода рейки вращения секторов 1, 2 ограничиваются конечными выключателями 22.

Устройство работает следующим образом. Трубный образец 11 закрепляется последовательно в зажимах 9 и 10; при этом по мере необходимости независимо смещают секторы 1 и 2. Открытые концы образца герметизируют заглушками 16 и 17. К заглушке 17 присоединяется шланг высокого давления 18, а посредством пробки в заглушке 16 из образца выпускается воздух, и внутренняя полость герметизируется. Внутри образца подаётся заданное испытательное давление. С помощью гидроцилиндра 14 производится натяжение тросов гибкой связи 15 с заданным усилием. Через связанные гибкой связью секторы это усилие передаётся образцу и поддерживается на заданном испытательном уровне. Далее установка работает в автоматическом режиме. Поочерёдно включаются гидроцилиндры 7, 8, и трубный образец передаётся с циклическим разгибом – изгибом с обода одного сектора на обод другого. Необходимая величина циклического поворота секторов устанавливается посредством конечных выключателей 22.

Конструкция испытательной установки обеспечивает независимую установку и поддержание на заданном уровне неизменными всех параметров испытаний: радиуса изгиба – разгиба, величины

The Weatherford 32 mm jet pump is the solution to remote area's to bring oil or gas wells back in production with out using expensive nitrogen.

This slim, compact down hole pump is designed to be run in existing 60.3 mm or 73 mm or 88.9 mm tubing No expensive tubing workovers are required, as all the necessary tools are usually run in on 31.75 mm or 38.1 mm coiled tubing.

The pump itself is actually a "free" pump, and circulates hydraulically through the coiled or conventional tubing.

The standard rule is every 1 m³ pumped down will give 2 m³ in return.

The Weatherford 32 mm jet pump is ideal for offshore or onshore production use when the well has stopped flowing, as a replacement for gas lift operations, for de-watering gas wells or as a new lift installation.

TEST FACILITY FOR COILED TUBING SAMPLES

Coiled tubing is subjected to complicated complex loads: alternating loads: internal pressure and axial elongation during its working life. In order to provide objective evaluation of tubing samples there arose the need for test facility creation that would provide simultaneous specified tree way loads.

The authors [1] patented the design of test facility that meets all above stated requirements. The cyclic test is performed in accordance with accepted in Russia system of S-shaped bending of the sample.

The draft (fig.1) shows schematic sketch of the unit, fig.2 shows mutual positioning of the tested sample and flexible connection that provides its tensioning.

The unit (fig.1) comprises two sectors 1, 2 with rims 3, 4 installed to provide axial rotation. The sectors have independent reverse rotation drives from gears 5, 6 through toothed rack and hydraulic cylinders 7, 8. The crosswise ends of the rims are equipped with clamps 9 and 10 in order to fix the tested tubing sample 11 and supports 12, 13 – to fix hydraulic cylinder 14 and flexible connection. The clamps 9, 10 are equipped with plugs 16, 17 to seal internal cavity of tubing sample from one side and for connection of high pressure hose 18 to the other end. The hydraulic powering of the unit is effected from pumping unit 19, hydraulic control unit 20 via tubing and flexible hoses 18, 21. The extreme position of the rod trip of sector 1, 2 rotation is limited with end breaks 22.

The unit operates as follows. The tubing sample 11 is consecutively locked in clamps 9 and 10; as necessary they independently move the sectors 1 and 2. The open tubing ends are sealed with plugs 16 and 17. A high pressure hose 18 is attached to plug 17, and via plunger in plug 16 they bleed air from the sample, and internal cavity is sealed. They feed specified test pressure inside the sample. Hydraulic cylinder 14 tensions the flexible connection 15 with specified force. The sectors connected with flexible connection transmit the force to the sample and the force is maintained on specified test level. The unit further operates in automatic mode. Hydraulic cylinders 7, 8 are activated in turns, and tubing sample is passed with cyclic bending from one sector rim to another. The necessary value of cyclic sector turn is set with end breaks 22.

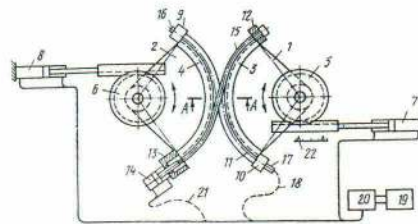


Рис. 1.

Fig. 1.

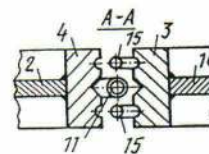


Рис. 2.

Fig. 2.



внутреннего давления, величины натяжения образца при изменении размеров – «вытяжке» образца или при сдвиге в зажимах.

Испытания проводят либо до разрушения образца, либо до достижения заданного числа циклов изгиба – разгиба или достижения заданной величины изменения геометрических размеров образца.

Использование испытательной установки позволяет провести исследования работоспособности труб в условиях, приближающихся к реальным условиям эксплуатации, и корректировать технологические режимы изготовления труб применительно к условиям эксплуатации длинномерных труб у заказчика.

Литература:

1. Патент РФ №2150686, C1, 7 G 01 N 3/08

Специальная поощрительная награда Hart's 2005 за технические инновации

МНОГОЦЕЛЕВОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ОДНОЙ СПУСКОПОДЪЕМНОЙ ОПЕРАЦИИ СНИЖАЕТ ИЗДЕРЖКИ

FASTFrac Packer и пробка-мост экономят время и снижают издержки, позволяя оператору изолировать и проводить интенсификацию многочисленных продуктивных интервалов за одну спускоподъемную операцию с применением колтюбинга.

Когда проведение работ требует изоляции и интенсификации многочисленных продуктивных зон, обычно для каждой операции по изоляции работы нужен один спуско-подъем, и работы становятся дорогими.

Пакер и пакер-пробка Baker Oil Tools под названием FASTFrac могут уменьшить время и снизить затраты на проведение данной операции. Применяемая система, спускаемая на непрерывной трубе, может изолировать и проводить интенсификацию многочисленных интервалов пласта, изолировать каждый пласт по очереди и обеспечить интенсификацию, специально откорректированную для каждого участка.

Ключевыми элементами являются пакер, инструмент для отсоединения и пакер-пробка, все элементы по очереди спускаются в скважину на колтюбинге. Продольное движение в скважине приводит в действие пакер, он, в свою очередь – систему индексации в качестве вспомогательной для установки пакера-пробки, которая приводится в движение, позиционируется или высвобождается потоком вместе с инструментом для отсоединения. Обособленные верхние и нижние пакерующие элементы изолируют многочисленные продуктивные интервалы для обработки. После выполнения первой обработки оператор освобождает систему, переставляет ее поперек другой продуктивной зоны, проводит другую обработку и повторяет цикл.

Компания использовала систему для обработки двух зон в скважине восточного Техаса. Технология позволила сократить время на 23 дня по сравнению с ранее применявшимися методами гидроразрыва, добыча газа возросла в три раза.

Система предлагается для работ с колоннами различного веса с наружным диаметром 4 1/2, 5 1/2 и 7 дюймов, компания использовала ее при перепаде давления до 7500 psi.

Система может использоваться для интенсификации обойденных запасов нефти и газа, для гидроразрыва и измерения притока новых или обойденных участков угольного метана.

Система является более экономически эффективной, чем традиционные поэтапные операции по гидроразрыву пласта, и это дает операторам большую гибкость при проведении работ по внедрению в скважины, не требующих использования вышки.

The design of test facility provides independent setting and maintenance of all testing parameters: bending radius, internal pressure, sample tensioning value at alteration of sample dimensions – elongation or movement in clamps.

The testing is continued until the sample fails or reaches specified number of bending cycles or reaches specified alteration of geometric properties.

The use of testing facility allows conducting research of tubing operation under conditions close to real operating conditions and adjusts technological manufacturing modes according to operating conditions of the customer.

Literature

1. Patent of RF No. 2150686, C1, 7 G 01 N 3/08.

Hart's 2005 Special Meritorious Award for Engineering Innovation



MULTIPLE USES IN ONE TRIP LOWERS COSTS

The FASTFrac Packer and Bridge Plug saves time and costs by allowing operators to isolate and stimulate multiple producing zones in a single trip with coiled tubing

When the intervention job requires isolation and stimulation of multiple potential producing zones, a traditional job requires a trip for each isolation and high costs for rig and equipment time.

Baker Oil Tools' FASTFrac Packer and Bridge plug can cut that time and those costs. The coiled tubing (CT) deployed system can isolate and stimulate multiple formation intervals, isolate each formation in turn and allow a stimulation treatment customized for each zone.

Key elements of the system are a packer, a release tool and a bridge plug, all run into the hole in tandem on coiled tubing. Longitudinal movement in the well bore activates the packer, which actuates an indexing system to help set the bridge plug, which is actuated and positioned or released by flow in conjunction with the release tool.

The system uses standalone upper and lower packoff elements to isolate multiple production intervals for treatment. After completing the first treatment, the operator releases the system, repositions it across another production interval, conducts another treatment and repeats the cycle.

The company used the system in an East Texas well to treat two zones. It cut turnaround time by 23 days compared with previously used fracturing methods, and gas production from the well tripled.

The system is available for use in various weights of 4 1/2-in., 5 1/2-in. and 7-in. outer diameter casing, and the company has operated the system in pressure differentials as high as 7,500 psi.

Among applications, the system can be used to stimulate bypassed oil and gas and to fracture- treat and flow test new or bypassed coalbed methane sections.

The system is more cost-effective than conventional stage-fracture treatments, and it gives operators more flexibility in rigless intervention operations.

ИННОВАЦИИ/NOVELTIES

АННОТАЦИИ СТАТЕЙ,
 ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГУ,
 ОРГАНИЗОВАННОЙ SPE/ICOTA
 12-13 АПРЕЛЯ 2005 г. (ХЬЮСТОН, ТЕХАС)

THE ABSTRACTS OF THE PAPERS,
 PRESENTED AT THE 2005 SPE/ICOTA
 COILED TUBING CONFERENCE,
 12-13 APRIL 2005 HOUSTON, TEXAS

(Окончание. Начало в №3, 2005, с.44)

(The conclusion. The beginning is in #3, 2005, page 44)

SPE 94155

**ОПЕРАТИВНОЕ ОБНАРУЖЕНИЕ
 НЕЗНАЧИТЕЛЬНЫХ ОТКЛОНЕНИЙ
 В КОЛТЮБИНГЕ
 ДЛЯ БЕЗОПАСНЫХ РАБОТ С НИМ**

P. Harbers (Rosen Inspection Technologies)

Колтюринг быстро становится альтернативой составной трубе в ряде операций с нефтяными и газовыми скважинами. Развивается технология использования колтюринга для сложных операций, которые требуют больших затрат, соблюдения мер безопасности и защиты окружающей среды. В ходе работ труба должна сохранять целостность при увеличивающемся давлении, нагрузке и глубине. Так как целостность трубы определяется главным образом физическими характеристиками, проверка в реальном времени в ходе работ является прекрасным методом для обеспечения безопасности и увеличения надежности.

Поскольку сочетание измерения усталости и коррозии в одной системе было бы идеальным, но в настоящее время невозможно, лучшим способом оберегать целостность колтюринга до или в ходе работ является выявление коррозии или прочих отклонений на самой ранней стадии. Прогноз развития и поведения отклонений в колтюринге с помощью расчетов по ее форме и глубине очень сложен. Это означает, что оперативное наблюдение в малом масштабе обеспечит лучшее и непосредственное обнаружение растущей скорости отклонений и, таким образом, общего разрушения колтюринговой колонны. ROSEN выполняет это посредством широко известного принципа рассеяния магнитного потока, имея более чем 20-летний опыт в обследовании труб.

В отношении Hibernia Canada предложена новая функция в нашем программном обеспечении, специализирующемся на обнаружении коррозии и толщине стенок. Толщина стенок разделена на 9 участков по окружности. Эта более точная индикация (и, таким образом, лучшее разрешение) участка толщины стенки (40 градусов покрытия каждый) дает информацию об утончении стенки, включая положение по часовой стрелке. Может быть обнаружено механическое повреждение, коррозия участков или точечная коррозия размером примерно 0,3 мм (0,01 дюйма) в глубину.

SPE 94159

**ПЕРВОЕ В МИРЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ
 КОЛТЮБИНГА ДЛЯ РАСТВОРЕНИЯ
 ГИДРАТНОЙ ПРОБКИ В ГЕРМЕТИЗАТОРЕ
 ПЛАВУЧЕГО ПРОМЫСЛОВОГО ХРАНИЛИЩА
 (FPSO): ИССЛЕДОВАНИЕ СЛУЧАЯ**

M. Ovesen (SPE), L. Laun (SPE, BJ Services A/S), H. Varhaug (SPE), K.T. Nesvik (SPE, Statoil ASA)

Описан реальный случай, который считается первым в истории применением колтюринга на FPSO-судне для растворения гидратной

SPE 94155

**ONLINE DETECTION OF COILED
 TUBING ANOMALIES ON A SMALL
 SCALE FOR SAFE CT OPERATIONS**

P. Harbers, Rosen Inspection Technologies

Coiled tubing is a fast growing technology and is becoming an alternative to jointed pipe in a wide range of oil and gas well operations. The technology is pushed by the use of coiled tubing for complex operations that are safety, cost and environmentally sensitive. During operations the coiled tubing must retain its integrity under increasing conditions of pressure, load and depth. Since the tubing integrity is mainly determined by its physical properties, real-time inspection during operations is an excellent method to ensure safety and enhance reliability.

Since the combination of measuring fatigue and corrosion in one system would be ideal but not possible for now, the best way to 'guard' the coiled tubing's integrity before or during operation, is to detect corrosion or other anomalies in a very early stage. Calculations on form and depth of CT anomalies to predict its growth and behavior still turn out to be very difficult. This means online detecting on a very small scale would give you a better and immediate view on the growing speed of anomalies and thus your total decay of the CT string. ROSEN does this by means of her well-known knowledge in the Magnetic Flux Leakage principle with 20+ years experience in pipeline inspections. For Hibernia Canada we introduced a new feature in our software concentrating on corrosion finding and wall thickness. We have divided the wall thickness into 9 different wall thickness part sections around the circumference. This means a more precise indication (and therefore better resolution) of the wall thickness part (40° coverage each), which could contain a wall thinning including its clock position. Mechanical damage, corrosion parts or pits as small as approx 0.3mm (0.01") in depth can now be detected!

SPE 94159

**WORLD'S FIRST UTILISATION
 OF COILED TUBING TO DISSOLVE
 HYDRATE(S) IN A FPSO RISER:
 CASE HISTORY**

M. Ovesen, SPE, and L. Laun, SPE, BJ Services A/S, and H. Varhaug, SPE, and K.T. Nesvik, SPE, Statoil ASA

This paper is a case history of what is believed to be the first ever utilisation of Coiled Tubing on a FPSO (Floating Production Storage Offloading) vessel to dissolve hydrate(s)

пробки в герметизаторе. Статья главным образом посвящена следующему:

- 1) публикуются реальные результаты работ в отношении коэффициента трения (коэффициента сопротивления) колтюбинга внутри герметизатора FPSO;
- 2) освещается инновационное решение, разработанное, чтобы обеспечить экстренное рассоединение колтюбинга и лубрикатора, чтобы позволить кораблю плавать при необходимости вокруг башни;
- 3) объясняется технология, использованная для растворения гидрата (пробки) в герметизаторе FPSO.

SPE 94162

УСПЕШНОЕ БУРЕНИЕ: ОПТИМИЗАЦИЯ КНБК ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ В НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ УСЛОВИЯХ

J. Maehs, A. Law (Baker Hughes Inteq.), R. Pruitt (BP Exploration Sharjah), A. Weihe, C. Kiesel (Baker Hughes Inteq.)

Современные условия для бурения требуют спроектированной колтюбинговой буровой КНБК для работы в жестких условиях. Это включает в себя бурение при отрицательном перепаде давления в системе «скважина-пласт», сложных пластах и при высоких температурах. Подробно описаны колтюбинговые буровые операции, проведенные на Аляске, в Алжире и Шарже.

Эти сложные операции требовали сложной колтюбинговой буровой КНБК, которая должна противостоять температурам свыше 150 °C (300 F), жесткой вибрации, высокой частоте вращения мотора, высокопроизводительным объемным моторам (PDM's), подаче азота в КНБК и PDM эластомера наряду с прочими трудностями.

В результате, была спроектирована колтюбинговая буровая КНБК для соответствия этим требованиям. К примеру, чтобы снизить (или лучше управлять) динамику КНБК при очень высоком уровне вибраций, использовался многоосевой вибрационный датчик оптимизации КНБК в отношении веса и гибких штанг. Это позволило бурильщику следить за уровнем вибрации в реальном времени и настраивать буровые процедуры и параметры (нагрузка на долото, буровой раствор, использование циркуляционного переходника и т.д.) для снижения чрезмерной вибрации. В КНБК, которая также должна была работать с телеметрией и на скважинах Шаржи, пробуренных при помощи азота, использовалась колтюбинговая буровая КНБК с электрическим кабелем в качестве единственного способа передачи данных о скважинных и каротажных исследованиях в процессе бурения в многофазовом потоке бурового раствора.

Описываются некоторые особенности КНБК, например такие, как использование многоциклового циркуляционного переходника, управление эквивалентной плотностью циркуляции бурового раствора/давления, использование высокоскоростных моторов и ряд других. Результаты усилий будут зарегистрированы со сравнительными графиками производительности и вибрации. За два предыдущих года буровые процессы на скважинах Шаржи и Аляски были значительно улучшены: увеличилась проходка за день, снизились общие издержки на скважину. В итоге, эти проекты были признаны экономически успешными, и результаты работ со скважинами могут использоваться для оптимизации буровой колонны и буровых параметров и увеличения производительности в других сложных средах.

in the riser. The main focus of this paper is to:

- 1) Publish actual job results pertaining to friction factors (drag co-efficient) of the coiled tubing inside the FPSO riser.
- 2) Highlight the innovative solution developed to allow for a possible emergency disconnection of the coiled tubing and CT Lubricator to allow the vessel to weathervane around the turret if required.
- 3) Explain the technique used to dissolve the FPSO Riser hydrate(s).

SPE 94162

DRILLING WITH SUCCESS: BHA OPTIMIZATION FOR COILED-TUBING DRILLING IN HARSH ENVIRONMENT

J. Maehs and A. Law, Baker Hughes Inteq; R. Pruitt, BP Exploration Sharjah; and A. Weihe and C. Kiesel, Baker Hughes Inteq

Today's drilling environments require a CTD bottom hole assembly (BHA) be designed to perform in harsh environment. These include drilling in Underbalanced conditions (UB), challenging formations and high temperatures. This paper details findings from Coiled Tubing Drilling (CTD) operations in Alaska, Algeria and Sharjah.

These challenging operations required a complex CTD BHA that should be capable of withstanding temperatures in excess of 150°C (300 F), severe vibrations, over-speeding of motors, high-performance positive displacement motors (PDM's), nitrogen intrusion in BHA and PDM elastomer as well as many other challenges.

As a result, the CTD BHA was engineered to meet these various challenges. For example, in order to reduce (or better manage) BHA dynamics under extreme vibration levels, a multi-axis vibration sensor was used to optimize the BHA with weight and flexible bars. This permitted the driller to monitor vibration levels in real-time and adjust drilling procedures and parameters (WOB, mud flow, use of circulating sub, etc.) to reduce excessive vibrations. The BHA also had to address telemetry issues and, on the Sharjah nitrogen-drilled wells, an E-line CTD BHA was employed as it was the only way to transmit MWD/LWD data in the multiphase mud flow.

The paper will also describe some of the special BHA features like multi-cycle circulating sub use, ECD/pressure management, high-speed motor use and more. And the results of these efforts will be documented with performance and vibration graph comparison. In the previous two years, drilling processes on the Sharjah and Alaska wells were significantly improved for increased footage per day and lower overall well costs. As a result, these projects have been recognized as economic successes and the findings from these wells can be applied to optimize the drill string and drilling parameters for enhanced performance in other challenging environments.

SPE 94163

**КОЛТЮБИНГ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА
СТАНОВИТСЯ ДОСТУПНЫМ
ДЛЯ МОРСКИХ ПЛАТФОРМ ПРИ ПОМОЩИ
РАЗРАБОТАННОГО ГИБКОГО КОННЕКТОРА:
ИССЛЕДОВАНИЕ СЛУЧАЕВ И ПРИМЕНЕНИЕ
В ПОЛЕВЫХ УСЛОВИЯХ**

L. Link (SPE), L. Laun (SPE, BJ Services A/S), K.T. Nesvik (SPE, Statoil ASA), X. Boge (SPE, ConocoPhillips Norway)

Колтюбинговые операции на Северном море регулярно ставят вызовы ограничениям грузоподъемности кранов при попытке подъема барабанов с колтюбингом на борт. Очень часто грузоподъемность крана или погодные условия определяют размер колтюбинга для работ, приходится в результате выполнять операции с меньшим, чем оптимальный, его размером. В норвежском секторе применяются преимущественно краны большей грузоподъемности, но большинство операций требует использования колтюбинга с большим диаметром (2,375" или 2,875"). Необходимая длина может вызвать транспортные проблемы из-за подъемного веса используемых колтюбинговых барабанов. Традиционные методы для поддержания минимального веса используют так называемые разборные системы барабанов и тонкостенные высокопрочные параллельные колтюбинговые колонны (т.е. с постоянной толщиной стенки). Несмотря на то, что эти меры снижения веса в течение многих лет доказывали свою работоспособность в норвежском секторе, они не могут решить вопросы, связанные с весом оборудования, во всех случаях. Составление двух или большего количества отдельных колонн на берегу посредством стыковых сварных швов является стандартной процедурой в английском секторе на протяжении многих лет, главным образом для труб диаметром до 1,75". В норвежском секторе повреждения стыковых сварных швов происходят при использовании колтюбинга большого диаметра, и операторы ищут жизнеспособную альтернативу этим швам, особенно для колтюбинга большого диаметра.

В ответ на прямой запрос операционных подразделений BJ Services в Северном море BJ Services Coiled Tubing Research & Engineering group в Калгари (Канада) разработала и внедрила в производство наматываемый коннектор с малоцикловой усталостью для исключения операций сварки стыковых швов, производимых на море, и решения вопросов грузоподъемности, связанных с тяжелыми колтюбинговыми барабанами.

SPE 94164

**ОПТИМИЗАЦИЯ РАСХОДА АЭРИРОВАННЫХ
ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ
ОПЕРАЦИЙ ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНОМ
ПЕРЕПАДЕ ДАВЛЕНИЯ**

M.E. Ozbayoglu, C. Omurlu (Middle East Technical U.)

Колтюбинг (СТ) широко ассоциируется с буровыми технологиями при отрицательном перепаде давления в системе «скважина-пласт», особенно в отношении истощенных коллекторов или скважин с удаленным доступом. В этой работе оптимизация объемных требований для жидких и газообразных фаз исследуется в длинных горизонтальных и наклонных участках для случаев применения колтюбинга при бурении с отрицательным перепадом давления. Предложена математическая модель для прогнозирования характеристик многофазового потока через затрубное пространство. Структуры потока и потери фрикционного давления оцениваются посредством экспериментальной информации для широкого диапазона интенсивностей потоков жидкости и газа, записанных при течении в затрубном пространстве

ЗА РУБЕЖОМ/ABROAD

SPE 94 163

**LARGE DIAMETER COILED
TUBING BECOMES AVAILABLE
SAFELY OFFSHORE THROUGH A
NEWLY DEVELOPED SPOOLABLE
CONNECTOR: CASE HISTORIES AND
FIELD IMPLEMENTATION**

L. Link, SPE, and L. Laun, SPE, BJ Services A/S; K.T. Nesvik, SPE, Statoil ASA; and H. Boge, SPE, ConocoPhillips Norway

Coiled Tubing operations in the North Sea are regularly challenged by crane lift capacity limitations when attempting to bring coiled tubing reels onboard. Very often the crane capacity or weather conditions determine the CT size to be used for the application, leading to operations conducted with less than the optimum CT size. The Norwegian sector generally has larger capacity cranes but most operations regularly involve the use of large OD coiled tubing (2.375" or 2.875"). The lengths required can cause logistical problems due to the lifting weights of the CT reels used. Current methods utilised for keeping weights as low as possible involve using so called split reel systems and thin-walled high strength parallel CT strings (i.e. constant wall thickness). While these weight reducing measures have proven themselves for many years now in the Norwegian sector, they can not resolve equipment weight issues in all cases. The joining of 2 or more separate strings together offshore by installing butt welds has been standard practice in the UK sector for many years now, mainly involving CT sizes of up to 1.75". In the Norwegian sector, butt-weld failures have occurred when using larger CT sizes and operators have been seeking a viable option to butt-welding, especially for larger OD CT.

In response to a direct request by the BJ Services North Sea operations departments, BJ Services Coiled Tubing Research & Engineering group in Calgary, Canada have developed and commercialised a LCF (Low Cycle Fatigue) Spoolable Connector to replace offshore butt-welding and resolve weight issues associated with heavy CT reels.

SPE 94164

**FLOW-RATE OPTIMIZATION OF
AERATED FLUIDS
FOR UNDERBALANCED
COILED-TUBING APPLICATIONS**

M.E. Ozbayoglu and C. Omurlu, Middle East Technical U.

Coiled tubing (CT) is widely associated with underbalanced drilling technologies. Especially in depleted reservoirs, drilling need for underbalanced and extended reach wells is increased where CT is widely used. In this work, optimization of volumetric requirements for liquid and gas phases is investigated in long horizontal and inclined sections of CT applications for underbalanced drilling. A mathematical model is introduced in order to predict the flow characteristics of multiphase flow through an annulus. Flow patterns and frictional pressure losses are evaluated using the experimental data of a wide range of liquid and gas flow rates recorded at a field-scale annular

для традиционного бурового колтюбинга, а также для труб круглого сечения. С использованием разработанной модели построены практические кривые для определения оптимальных комбинаций интенсивности для колтюбинговых работ. Также проведен анализ чувствительности параметров отрицательного перепада давления в системе «скважина–пласт» и параметров колтюбингового бурения по перепаду давления и структуре потока.

SPE 94169

УВЕЛИЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ГАЗОВЫХ ХРАНИЛИЩ ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНОМ ПЕРЕПАДЕ ДАВЛЕНИЯ

J. Weber, D. Stilson (SPE, Kinder Morgan Inc.), D. McClatchie, S. Denton, L. King (SPE, BJ Services Co.)

Ключевым элементом максимизации скорости нагнетания и нормирования отбора в газовых коллекторах является минимизация повреждения поверхностного слоя при заканчивании скважин. Высокоэффективная методика заканчивания может уменьшить количество скважин, необходимых для добычи и пополнения хранилища. Она также снижает затраты на установку и эксплуатацию компрессионного оборудования, необходимого для получения промышленного нагнетания и нормирования отбора. Применяемая ныне методология заканчивания включает традиционное бурение с положительным перепадом давления для требуемого участка. Обсадная труба спускается до проектной глубины и цементируется с сообщением с коллектором, доступ к которому осуществлен перфорацией. Повреждение наружного слоя обычно снижается обратным потоком и кислотной интенсификацией скважины для удаления бурового раствора и осадка с фильтра.

Другой подход — вертикальное углубление с отрицательным перепадом давления или заканчивание скважины посредством колтюбинговой трубы используется в хранилищах «Хаутсман» (Небраска) и «Сайр» (Оклахома), чтобы уменьшить дальнейшее повреждение верхнего слоя. Скважины были пробурены традиционным методом и закончены до покрывающей породы зоны хранилища, далее финальная стадия бурения на проектную глубину была выполнена при отрицательном перепаде давления колтюбинговой установкой. Участок хранилища был закончен как необсаженная скважина.

SPE 94175

УСПЕШНАЯ ОПЕРАЦИЯ ПО ИЗОЛЯЦИИ ЗОНЫ ВОДОПРОЯВЛЕНИЙ ПРИ ГОРИЗОНТАЛЬНОМ ЗАКАНЧИВАНИИ С ПЕСЧАНЫМ ФИЛЬТРОМ, ИСПОЛЬЗУЯ НОВЫЕ ЖИДКОСТИ

Tudbal (SPE), P. Meginn (Halliburton), D. Watson (Centrica Resources Ltd.)

Описываются полученные результаты, использованные методы, сложности, с которыми пришлось столкнуться, выполняя изоляцию зоны водопроявлений в морской добывающей газовой скважине при помощи заканчивания с песчаным фильтром на месторождении Rose в Южной части Объединенного Королевства в Северном море. Проект был начат с детального анализа коллектора для определения, необходимо ли вмешательство в эту субгидростатическую скважину. Затем был этап планирования и подбора подходящего колтюбинга и насосного оборудования, а также связанного с ними способа зональной изоляции химическим раствором. Проект был выполнен для работ в среде самоподъемной установки, размещен-

flow loop with common CT drilling dimensions as well as circular pipes. Practical curves are developed for determining the optimum flow rate combinations for CT applications using the developed model. A sensitivity analysis is also conducted on underbalanced and CT drilling parameters on pressure drop and flow patterns.

SPE 94169

IMPROVING THE EFFICIENCY OF GAS STORAGE WELL COMPLETIONS USING UNDERBALANCED DRILLING WITH COILED TUBING

J. Weber and D. Stilson, SPE, Kinder Morgan Inc., and D. McClatchie, S. Denton, and L. King, SPE, BJ Services Co.

A key element of maximizing injection and withdrawal rates in gas storage fields is minimizing skin damage of the completions. A highly efficient completion technique can reduce the number of storage wells required to produce and refill a storage zone. It also reduces the cost of installation and operation of the compression equipment required to achieve commercial injection and withdrawal rates. The current completion methodology involves conventional overbalanced drilling through to the target zone. Causing is run and cemented from TD with communication to the reservoir achieved by perforating. Skin damage is typically reduced by flowback and acid stimulation of the well to remove drilling mud and filter cake.

A different approach utilizing underbalanced vertical deepening, or "well finishing" with coiled tubing was employed in the Huntsman Storage Field, Nebraska and the Sayre Storage Field, Oklahoma in an effort to further reduce skin damage. The wells were conventionally drilled and cased to the cap rock of the storage zone then the final stage of drilling to TD was performed underbalanced by a coiled tubing unit. The storage zone was completed openhole.

SPE 94175

SUCCESSFUL COILED TUBING WATER SHUTOFF SOLUTION FOR A HORIZONTAL SAND SCREEN COMPLETION USING NOVEL FLUIDS

Tudball, SPE, and P. Meginn, Halliburton, and D. Watson, Centrica Resources Ltd.

This paper describes the results obtained, the techniques used, and the challenges involved in providing a water shutoff solution to a subsea gas production well with a sand screen completion on the Rose field in the UK Southern North Sea. The project began with a detailed reservoir analysis to determine if intervention was practical in this subhydrostatic well. This led to the planning and sourcing of suitable coiled tubing (CT) and pumping equipment, as well as an associated zonal isolation chemical solution. The design of the intervention was tailored to operate within the environment of a jackup installation located over a subsea

ной над подводной скважиной. Работы включали колтюбинговые и насосные операции. Основа метода — изоляция зоны водопроявлений в водоносном интервале при горизонтальном заканчивании и изоляция неподдерживаемого затрубного пространства между водоносными и газоносными интервалами. Самым сложным оказалось изолировать горизонтальное затрубное пространство между водоносными и газоносными интервалами. Требовалась установка механических барьеров и размещение подходящего материала для зональной изоляции — такого, который может быть установлен быстро, без герметизации затрубного пространства и не даст усадки. Описывается опыт, полученный в ходе выполнения операции — первой в мире примененной к подводной горизонтальной скважине. В настоящее время скважина Rose добывает сухой газ.

SPE 94179

ПРАКТИКА: ЭФФЕКТИВНАЯ ОЧИСТКА ОТ ПЕСКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛТЮБИНГА В КРУТОЙ НАКЛОНЕННОЙ СКВАЖИНЕ ПРИ ПОМОЩИ ПОЛНОЙ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ОЧИСТНОЙ СИСТЕМЫ

M.J. Loveland (SPE, ConocoPhillips), J. Pedota (SPE, Schlumberger)

Как и на многих месторождениях, основной колтюбинговой операцией на Kuparuk River, установке на Северном Склоне Аляски, является очистка ствола скважины. При этом удаляют мелко-дисперсный материал, песок от операций гидроразрыва, осадок и парафин. С развитием технологии бурения, когда скважины бурятся все более глубокие и искривленные, процесс их очистки также становится все более сложным. Например, скважина West Sak — волнообразная горизонтальная, в рыхлых песках West Sak, с низким забойным давлением. В ходе предыдущих попыток со стандартными методами очистки обратные потоки были потеряны и конечные результаты были далеко не оптимальными. Анализ после безуспешных очистных операций традиционным способом показал места, где предыдущие попытки были безрезультатными.

Описывается эффективное использование интегрированной системы успешной очистной операции, которая вернула скважину West Sak в ряд добывающих. Применение интегрированной системы при очистке ствола недавно стало промышленным методом, и на данной скважине была проведена такая первая на Аляске операция.

SPE 94185

ВЫПОЛНЯЮТ ЛИ СУПЕРГЕЛЕВЫЕ ЖИДКОСТИ ЛУЧШЕ ПРОСТЫХ ЛИНЕЙНЫХ ЖИДКОСТЕЙ СВОЮ ФУНКЦИЮ В ОЧИСТКЕ СТВОЛА ПРИ ПОМОЩИ КОЛТЮБИНГА?

J. Li, G. Wilde, A. Crabtree (SPE, BJ Services Co.)

Характеристики циркуляционной жидкости оказывают основное воздействие на вынос частиц. Касательное напряжение на пласте твердых частиц и жидкой межфазной границе для почти горизонтальной скважины играет ключевую роль в транспортировке твердых частиц. Режим течения, геометрическое сочетание ствола/колтюбинговой трубы и эксцентricности также воздействует на реологическое состояние жидкости и влияет на эффективность транспортировки. Необходимо делать различие между хорошими показателями суспензии твердых частиц жидкости и эффектив-

well. This included CT and fluid pumping operations. The basis of the technique was to shut off the water-producing interval in the horizontal completion and isolate the unsupported annulus between the water bearing and gas producing intervals. The greatest challenge was to isolate the horizontal annulus between the gas and water producing zones. This required setting of mechanical barriers and the placement of suitable zonal isolation material that would set quickly without slumping and leaving the top of the annulus unsealed. This paper details the lessons learned throughout the intervention. In the case of the Rose well, it now produces dry gas. This was the first time globally that this technique had been applied to a subsea horizontal well.

SPE 94179

CASE HISTORY: EFFICIENT COILED-TUBING SAND CLEANOUT IN A HIGH-ANGLE WELL USING A COMPLETE INTEGRATED CLEANING SYSTEM

M.J. Loveland, SPE, ConocoPhillips, and J. Pedota, SPE, Schlumberger

As in many oil fields, the primary coiled-tubing (CT) operation in the Kuparuk River Unit on the North Slope of Alaska is a wellbore cleanout. These cleanouts remove produced fines, fracturing sands, scales, and paraffin. As drilling technology advances and wells become longer and more deviated, the process required to clean out these highly deviated wells becomes more complicated. One such case, West Sak Well, is an undulating horizontal well in unconsolidated West Sak sands with a low bottomhole pressure (BHP). During previous attempts with standard cleanout methods, returns were lost during the job and the final results were less than optimal. Post-job reviews of the unsuccessful conventional cleanouts illustrated where previous approaches were insufficient. This paper describes the use of an integrated cleanout system that efficiently addressed all the challenges of the West Sak Well, which resulted in a successful cleanout returning the well to production. This integrated system approach to wellbore cleanouts was recently commercialized, and this well was the first job using the system in Alaska.

SPE 94185

DO COMPLEX SUPER-GEL LIQUIDS PERFORM BETTER THAN SIMPLE LINEAR LIQUIDS IN HOLE CLEANING WITH COILED TUBING?

J. Li, G. Wilde, and A. Crabtree, SPE, BJ Services Co.

The properties of the circulation fluid have a fundamental effect on solids transport. The shear stress at the solids bed and liquid interface, for a near horizontal wellbore, plays the key role in transport of the solids. The flow regime, geometric combination of hole/coiled tubing (CT) and eccentricity, also effect the rheological state of the liquid and have a significant impact on the solids transport efficiency. There is a need to differentiate between the superior solids suspension capabilities of the liquid and its hole cleaning efficiency produced when it is

ностью очистки ствола, когда жидкость находится в движении. Концептуально, чем более высокой способностью выноса обладает жидкость, тем выше эффективность очистки ствола. Сложность заключается в том, что если частицы осаждаются и образуют пласт в стволе скважины, как могут они быть заново подхвачены и вынесены из ствола? В статье приводятся исследования процессов выноса с использованием некоторых биополимеров при сложных контурах потока. Исследования подчеркивают, что эти типы жидкостей имеют свои преимущества и недостатки. Способность выноса и характеристики суспензии этих жидкостей являются превосходными, но на скорость выноса влияют прочие геометрические условия. Захват твердых частиц и повторный захват в жидкость, как это ожидалось, труднодостижимы без механической помощи. Однако могут быть получены отличные характеристики раствора, и авторы представляют некоторые из условий, при которых это может быть реализовано на практике.

SPE 94187

ВЛИЯНИЕ ПЛОТНОСТИ ЧАСТИЦ И ИХ РАЗМЕРА НА ВЫНОС ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ И ОЧИСКУ СТВОЛА С КОЛТЮБИНГОМ

J. Li, J. Wilde (BJ Services Co.)

Сыпучий материал, который подлежит удалению из ствола скважины, может быть разнообразным по размеру и плотности. Типичными являются пластовый песок, затрубная мелочь и различные фракции расклинивающего наполнителя, такие как песок, покрытый резиной, керамика, боксит и сверхлегкие материалы. Характеристика — размер, форма и плотность частиц — в значительной степени воздействует на динамику их поведения в потоке. Конечная скорость, тяговые усилия и сила тяжести, напряжение сдвига зависят от характеристик частиц и реологии циркуляционной жидкости.

В статье представлены результаты исследования процесса выноса твердых частиц для четырех расклинивающих наполнителей с различной плотностью с одинаковым размером частиц (20/40 меш) и с тремя различными размерами частиц — от 0,15 до 7 мм. Специфическая тяжесть расклинивающих наполнителей варьировалась от 1,25 до 3,6. Испытания были выполнены со сложным контуром потока. Полученные данные показывают, что плотность и размер частиц значительно влияют на их транспортировку. Для данной интенсивности более высокая плотность частиц приводит к более высокой их концентрации в естественном залегании и более низкой скорости спускоподъемных операций с целью очистки (эта скорость равна скорости извлечения колтубинга из скважины) и пониженной эффективности выноса. Вынос твердых частиц различных размеров сильно зависит от угла искривления скважины. В околоразвертикальных стволах наиболее низкую эффективность выноса имеют большие частицы, тогда как в горизонтальных стволах самая низкая скорость выноса — у частиц среднего размера.

На основании экспериментальных данных были разработаны новые взаимозависимости для прогноза концентрации частиц в естественном залегании, выноса твердых частиц и оптимальной скорости спускоподъемной операции по очистке от этих частиц при данных рабочих условиях.

in motion. The most important concept is that, the greater the solids carrying capacity a fluid has, the more efficiently the hole can be cleaned. The challenge that presents itself is that once the solids fall and form a bed within the wellbore, how can the solids be re-entrained and transported out of the hole?

In this paper, solids transport studies with several biopolymers were conducted with a sophisticated flow loop. These studies highlight that these types of fluids bring some advantages and disadvantages. The carrying capacity and suspension properties of these fluids are superior but were hindered by other geometric influences on the velocity profile. Solids entrainment and re-entrainment into the fluid, as would be expected, is difficult to achieve without mechanical assistance. However, excellent efficiency of the fluid can be obtained and this paper presents some of the conditions under which this is practically achieved.

SPE 94187

EFFECT OF PARTICLE DENSITY AND SIZE ON SOLIDS TRANSPORT AND HOLE CLEANING WITH COILED TUBING

J. Li and G. Wilde, BJ Services Co.

Particulate material to be removed from a wellbore can have a vast range in size and density. Typical materials are formation sand, drilling cuttings and various fracture proppants such as resin-coated sands, ceramics, Bauxite and ultra light-weight materials. The characteristic size, shape and density of the particles greatly influence their dynamic behavior in flowing media. Terminal velocity, drag and gravity forces and shear stresses are affected by particle properties and the rheology of the circulation fluid.

This paper presents the results of a solids transport study on four different density proppants with same particle size (20/40 mesh) and three different diameter particles ranging from 0.15 to 7 mm. The specific gravity of the proppants varied from 1.25 to 3.6. The tests were performed using a sophisticated flow loop. Findings indicate that particle density and size have a significant effect on the solids transport. For a given flow rate, higher density solids result in higher in-situ solids concentrations and lower wiper trip speed (the wiper trip speed is the coiled tubing pull-out-of-hole (POOH) speed) and reduced transport efficiency. The solids transport for different particle sizes is strongly influenced by wellbore deviation angle. In a near-vertical wellbore larger particles have the lower transport efficiency while in a horizontal wellbore the medium sized particles have the lowest transport efficiency.

New correlations have been developed from the experimental data to predict solids in-situ concentration, solids carrying capacity and optimum wiper trip speed for these tested solids under a given operating condition.

SPE 94193

НОВЫЙ МЕТОД ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОЛТЮБИНГА ДЛЯ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

J. Misselbrook (SPE), K. Falk (SPE, BJ Services Co.)

Представляется совершенно новый метод обезвоживания газовых скважин с проблемами загрузки воды. В ходе процесса удаление добытой жидкости осуществляется через отдельный проток и делает добычу газа независимой от напора жидкости. Результатом является более высокая интенсивность добычи за счет увеличенного опорожнения и снижения околоствольного насыщения жидкостью. Дополнительное важное преимущество — способность добывать из скважин при значительно более низких гидродинамических давлениях, что приводит к увеличению добычи.

SPE 94208

СПУСК ПЕРФОРАЦИОННЫХ КОЛОНН В СКВАЖИНЫ С УДАЛЕННЫМ ДОСТУПОМ ПОСРЕДСТВОМ КОЛТЮБИНГА И ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ТРАКТОРА

N.B. Moore, E. Krueger, D. Bloom (SPE), P.W. Mock (SPE, Western Well Tool Inc.), A. Veselka (ExxonMobil)

Представлена новая технология, обеспечивающая спуск длинных перфорационных колонн и каротажного оборудования в скважины с удаленным доступом (ER) посредством колтюринга, при помощи нового, полностью гидравлического трактора. Опыт недавних работ на месторождении «Хайво» (полуостров Сахалин, Россия), на первой скважине с удаленным доступом, демонстрирует новые возможности этого подхода. Непрерывной трубой в 9375-метровой скважине выполнялись многочисленные перфорации и каротажные работы. Обсуждающие квалификационные испытания оборудования, предшествующие выполнению работ, и забойная моделирующая методология для данного проекта. Поверхностное оборудование полуострова Сахалин и КНБК описаны наряду с полученными результатами работ — тяжелых грузов в удаленные коллекторы, находящиеся за пределами заперения непрерывной трубы.

SPE 94221

ЗАВОДСКИЕ И ПОЛЕВЫЕ ИСПЫТАНИЯ СИСТЕМЫ НЕПРЕРЫВНОЙ ТРУБЫ С ПЕРЕМЕННЫМ НАРУЖНЫМ ДИАМЕТРОМ

R. Domann, M. Kalman, A. Sharma (Halliburton), R.K. Stephens (BP), D. Martin (Quality Tubing), D. McWhorter, J. T. Melancon (Texas Oil Tools)

Концепция системы колтюринга с переменным наружным диаметром впервые была представлена в 2004 г. В статье излагаются основные требования для этой системы и ее преимущества в сверхглубоких скважинах (30000-футовый диапазон). Система включает:

SPE 94193

A NOVEL METHOD USING COILED TUBING FOR DEWATERING GAS WELLS

J. Misselbrook, SPE, and K. Falk, SPE, BJ Services Co.

This paper will present an entirely new process for de-watering gas wells with liquid loading problems. The process removes produced liquids via a separate flow path and allows gas production unhindered by any liquid head. The result is higher gas production rates arising from increased draw-down and a reduction of near well-bore liquid saturation. An important additional benefit is ability to produce these wells at significantly lower flowing bottomhole pressures, resulting in an increase in recoverable reserves.

SPE 94208

DELIVERING PERFORMANCE STRINGS IN EXTENDED-REACH WELLS WITH COILED TUBING AND HYDRAULIC TRACTOR

N.B. Moore, SPE, E. Krueger, SPE, D. Bloom, SPE, and P.W. Mock, SPE, Western Well Tool Inc., and A. Veselka, ExxonMobil

A new enabling technology of delivering long perforation gun strings and logging equipment into Extended Reach (ER) Wells using coiled tubing assisted by an innovative all hydraulic tractor is presented. Recent operational experience at Chayvo Field in Sakhalin Island Russia on the first ER well illustrates the new capabilities of this approach that delivered coiled tubing strings into a 9,375 meter well, performing multiple perforations and logging operations. Pre-operations equipment qualification testing and downhole modeling methodology for the project are discussed. Sakhalin Island surface equipment and bottom hole assemblies are described along with operational experience and lessons learned that successfully delivered heavy payloads into distant reservoirs beyond coiled tubing lockup.

SPE 94221

YARD AND FIELD TESTING OF A TAPERED OD COILED-TUBING SYSTEM

R. Domann, M. Kalman, and A. Sharma, Halliburton; R.K. Stephens and M. Chambers, BP; J. Martin, Quality Tubing; and D. McWhorter and J.T. Melancon, Texas Oil Tools

The concept of a tapered outside diameter coiled tubing system (TODCTS) was first presented in 2004. This paper laid out the basic requirements for a TODCT system and the advantages of the TODCTS in ultra-deep wells (30,000-ft range). The TODCT system includes:

- измененный инжектор, который может работать более чем с одним диаметром трубы и поддерживать постоянный захват трубы по всей длине колонны с переменным диаметром;
- «участок сопряжения», который позволяет участкам трубы с различными диаметрами быть составленными вместе;
- оборудование управления скважиной — противовыбросовый превентор и герметизатор, которые имеют способность удерживать и герметизировать более одного диаметра трубы и также могут удерживать и герметизировать участок сопряжения.

Из контрольной кабины оператор дистанционно управляет элементами герметизатора и захватными элементами инжектора для открытия и закрытия различных диаметров трубы, при поддержании управления скважиной и удерживании трубы.

Авторы продолжают начатый ранее обзор испытаний, проведенных на оборудовании вместе с последующим испытанием в Техасе. Конечным результатом явилась протестированная и пригодная система, способная безопасно спускать колтюбинговые колонны в сверхглубокие скважины.

SPE 94235

ВОЗДЕЙСТВИЕ ИЗГИБА КОЛТЮБИНГА НА ПОТЕРЮ ФРИКЦИОННОГО ДАВЛЕНИЯ КСАНТАНОВЫХ ПЕН

P.V. Gujar, S.N. Shah (SPE), Y. Zhou (SPE, U. of Oklahoma)

В статье приводятся результаты, полученные из серии экспериментов, выполненных для изучения воздействия изгиба колтюбинга на потерю фрикционного давления пенных жидкостей, загущенных азотным наполнением. В этом эксперименте использовалась 10-футовая труба диаметром $1\frac{1}{2}$ дюйма и четыре комплекта колтюбинга с коэффициентом изгиба (r/R) 0,01; 0,019; 0,031 и 0,075. Был проведен ряд экспериментов для ксантановой резины с характеристиками 20 и 30 фунт/мегагалон в качестве основной жидкости и 0–80 % качественных азотных ксантановых пен. Данные о фрикционном давлении собирались путем наблюдения за перепадом давления на 10-футовом прямом участке и для заданной непрерывной трубы одновременно. Вся информация была получена для условий окружающей среды и давления в системе 1000 psi. Было обнаружено, что потери фрикционного давления пен, загущенных азотом, в искривленном колтюбинге значительно выше, чем в прямой трубе даже при низком числе Рейнольда. Протяженность изгиба колтюбинговой трубы определяет увеличение значения потери фрикционного давления. Эмпирическая взаимосвязь для прогнозирования потерь фрикционного давления загущенных пен в прямом и искривленном колтюбинге разработана для ламинарного, промежуточного и турбулентного режимов потока. Она основывается на безразмерной величине коэффициента трения (в уравнениях Феннинга для расчета потери напора потока) и обобщенного числа Дина.

SPE 94323

УНИФИЦИРОВАННЫЙ ПОДХОД ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ОСАДКА СУЛЬФАТА БАРИЯ ПРИ ПОМОЩИ НЕПРЕРЫВНОЙ ТРУБЫ

C.D. Boudreaux (SPE), K. Falk (SPE, BJ Services Co.)

Удаление осадочных отложений из скважинных труб всегда было проблемой для операторов. Традиционно задача выполняется путем химических обработок, механических методов

- a modified injector that can handle more than one diameter of tubing and maintain a constant grip on the tubing throughout the length of the TODCT string;

- a "transition tube" that allows sections of tubing with different ODs to be joined together;

- well-pressure control equipment (i.e., blowout preventer and stripper) that has the capability to grip and seal more than one diameter of tubing and can also grip and seal the transition tube;

- an operator control house that allows remote control of the stripper elements and injector gripper elements to open or close to different diameters of tubing while still maintaining control of well pressures inside the wellbore and grip on the tubing.

This paper continues the work that was started previously. A review of the yard testing completed on the equipment is included along with a subsequent field trial done onshore in south Texas. The end result is a tested and qualified TODCT system capable of safely running tubing strings into ultra-deep wells.

SPE 94235

EFFECT OF COILED TUBING CURVATURE ON FRICTION PRESSURE LOSS OF XANTHAN FOAMS

P.V. Gujar, SPE, S.N. Shah, SPE, and Y. Zhou, SPE, U. of Oklahoma

This paper presents the results from series of experiments performed to study the effect of coiled tubing (CT) curvature on friction pressure loss of nitrogen gelled foam fluids. A $1\frac{1}{2}$ -in., 10 ft of straight tubing and four sets of coiled tubing with curvature ratio (r/R) values of 0.01, 0.019, 0.031, and 0.075 are used in the experiment. A set of tests are performed using 20 and 30 lb/Mgal xanthan gum as base fluid and 0 to 80% quality nitrogen xanthan foams. Friction pressure data are gathered by monitoring the pressure drop across a 10-ft straight section and a given CT simultaneously. All data are gathered at ambient conditions and at a system pressure of 1000 psi. It is found that the friction pressure losses of nitrogen gelled foams in CT are significantly higher than the straight tubing even at low Reynolds number. The extent of CT curvature determines the magnitude increase in friction pressure loss. Empirical correlations for the prediction of friction pressure loss of gelled foams in both the straight and coiled tubing are developed for laminar, transition and turbulent flow regime. These are based on the dimensionless quantities of Fanning friction factor and generalized Dean number.

SPE 94323

A UNIFIED APPROACH FOR THE REMOVAL OF BARIUM SULFATE SCALE USING COILED TUBING

C.D. Boudreaux, SPE, and K. Falk, SPE, BJ Services Co.

Removal of scale depositions from wellbore tubulars has always posed a challenge to operators. Traditional methods do so have included chemical treatments, me-

или извлечением труб с осаднениями. Все эти методы имеют различные степени успешности операций, а издержки операторов различны в зависимости от типа и количества отложений в трубах.

Наряду с механическими методами были разработаны и использовались химические пропитки, успех которых обычно был ограниченным. В результате множества неудачных попыток был разработан надежный и экономически эффективный подход — сочетание использования традиционных колтюбинговых операций и вращающейся гидромониторной насадки с высоким рабочим давлением для удаления отложений сульфата бария — без использования растворителей. Процесс был успешно использован для полного удаления более 9000' отложений сульфата бария в скважинах, которые не были эффективно очищены при помощи традиционных методов.

Описаны скважинные условия, приводящие к образованию отложений сульфата бария, и причины сложностей удаления этого материала. Обсуждаются также колтюбинговые решения (растворы), примененные на практике, когда механические/гидромониторные программы показали лучшие результаты.

SPE 94333

НЕ ПОВРЕДИТЕ УСТЬЕ СКВАЖИНЫ

L. Portman, A. Crabtree (SPE, BJ Services)

Буровые вышки и вышки для операций капитального ремонта для извлечения труб, спущенных в скважину, используют лебедки. Лебедка крепится к мачте или вышке, которая, в свою очередь, установлена на земле или плавучем судне. Вес труб не передается на устье скважины.

В колтюбинговых операциях вместо лебедки используется инжектор для спуска и извлечения трубы из скважины. Инжектор обычно устанавливается на устье скважины, неизбежно передавая на него часть реактивной нагрузки. Эти нагрузки могут быть очень значительными. Они включают не только вес трубы, находящейся в скважине, но также нагрузки, образуемые трубой на поверхности, когда труба находится в изогнутом и отведенном в сторону состоянии. Часто необходима дополнительная опора для хотя бы частичной изоляции этих нагрузок от устья скважины. Статья идентифицирует различные нагрузки, которые непрерывная труба оказывает на устье скважины, и описывает, как удерживающие механизмы обеспечивают защиту устья.

SPE 94350

ПЕРЕВОД КОМПЕНСАЦИИ КАЧКИ КОЛТЮБИНГА НА СЛЕДУЮЩИЙ УРОВЕНЬ

B. Patton, J.C. Escobar, R. Shuurman, R. Mallalieu, Y. Polsky (Schlumberger)

С ростом числа глубоководных установок будет расти количество колтюбинговых операций, необходимых для обслуживания этих месторождений. Эта потребность значительно вырастет, так как вышки на платформах-нефтехранилищах и морских основаниях с натяжным вертикальным якорным креплением в конечном итоге привлекаются для выполнения работ на новых сооружениях, и колтюбинг остается наиболее экономичным выбором для выполнения будущих операций на этих платформах. Необходимость работать без использования вышки является

mechanical methods, or even removal of affected tubulars. All of these methods have varying degrees of success, as well as varying cost to operators depending on the type and amount of deposition in the tubulars.

Barium Sulfate scale removal has traditionally posed the greatest challenge to operators and service companies alike. Chemical soaks have been developed and applied well as mechanical methods, usually meeting with limited success. As a result of these failures, a dependable, engineered and cost effective approach has been developed. The process combines the use of traditional coiled tubing operations and a high-pressure rotary jetting tool to remove the Barium Sulfate scale — without use of solvents. The process has been successfully utilized to completely remove over 9,000' of Barium Sulfate scale in subject wells that have not been effectively cleaned when tradition methods have been tried.

This paper will look at well conditions conducive the formation of barium sulfate scale, as well as why it is such a difficult material to remove. Coiled tubing solutions will be discussed, culminating in a collection of case histories where a unified mechanical / jetting program has had best results.

SPE 94333

DON'T BREAK THE WELLHEAD

L. Portman, and A. Crabtree, SPE, BJ Services

Drilling and workover rigs use a drawworks to pull up on the tubulars deployed into a well. The drawworks is attached to a mast or derrick, which in turn is supported by the ground or a floating vessel. The tubular's weight is not transferred to the wellhead.

Coiled Tubing uses an injector head, instead of a drawworks, to pull and push tubing in and out of a well. The injector is generally mounted directly onto the wellhead, unavoidably transferring some of the reactive loads to the wellhead. These loads can be very substantial. They not only include the tubing's weight in the well but also loads generated by the Coiled Tubing on surface, that tubing which is being bent and pulled sideways. Often additional support is required to at least partially isolate these loads from the wellhead. This paper identifies the various loads that Coiled Tubing imparts to a wellhead and how support mechanisms provide protection to the wellhead.

SPE 94350

TAKING COILED-TUBING HEAVE COMPENSATION TO THE NEXT LEVEL

B. Patton, J.C. Escobar, R. Schuurman, R. Mallalieu, and Y. Polsky, Schlumberger

As the number of deepwater installations increase, so will the number of coiled-tubing (CT) operations that are needed to support these deepwater fields. This need will grow significantly as rigs on spar platforms and tension leg platforms (TLP) are eventually demobilized for work on new installations, leaving CT as the most economical option for performing future well maintenance on these platforms. The need to operate without a rig is a critical factor in the success

критическим фактором для выполнения в дальнейшем колтюбинговых работ на глубине. Операции без использования вышки усложняются тем, что каждый тип платформы имеет свои уникальные аспекты, связанные с компенсацией качки, которые должны рассматриваться для эффективного выполнения колтюбинговых работ на месте.

Дополнительной сложностью для морских колтюбинговых операций является сборка и установка натяжных подъемных рам или порталов подъемника с компенсацией качки. Это оборудование обычно громоздко, требует много времени для установки, а процесс установки колтюбингового оборудования небезопасен.

Для решения вопросов, связанных с монтажом и выполнением операций на глубоководных установках, была создана новая система компенсации качки для колтюбинга. Система была разработана с определенным акцентом на рабочую безопасность и эффективность, чтобы соответствовать целому ряду сценариев спуска колтюбинговой трубы с плавучей платформы. Существует три основных модели выполнения работ. Самостоятельно система может функционировать как подъемная рама с компенсацией качки, а также как стандартная натяжная подъемная рама или как самокомпенсирующаяся натяжная подъемная рама. Адаптивная компенсационная система использует автоматизированный процесс управления для поддержания нагрузки на устье в допустимых пределах, определенных Американским Институтом Нефти (API). Специально разработанное и запатентованное титановое гибкое соединение, установленное в систему, снижает воздействие боковых нагрузок и изгибающих моментов, передаваемых на устье скважины.

Весь комплекс, компенсирующий качку, установлен на трех рамах: раме натяжения инжектора, раме натяжения противовыбросового превентора и гидравлической силовой установке. Инжектор, направляющая и все оборудование управления скважиной поставляется предварительно смонтированным на натяжных рамах инжектора и превентора. Это повышает общую эффективность монтажа и решает большинство вопросов безопасности, связанных с процессом монтажа-демонтажа. Кроме того система компенсации качения облегчает замену инструмента. Исходные данные полевых испытаний и связанная с ними практика определит преимущества, которые эта система принесла на рынок глубоководных технологий.

SPF 94370

МНОГОКАНАЛЬНАЯ СИСТЕМА ГИДРОМОНИТОРНОЙ НАСАДКИ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ УСПЕШНО ИСПОЛЬЗОВАНА В МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

A. Lesinski (Talisman Energy), S. Stewart (Consultant), A. Ortiz, D. Heap, D. Pipchuk, K. Zemlak (Schlumberger)

Скважины с большим количеством боковых стволов обеспечивают оптимальную добычу из продуктивного коллектора, и дебит их может быть увеличен при помощи интенсификации и операций очистки. Существует скважинный инструмент, который указывает и позволяет колтюбинговой колонне обнаруживать и входить в дополнительные ответвления, однако он работает на основе модуляции скорости потока. Любой дополнительный компонент ниже многоканального инструмента, который рассчитан на высокое давление, покажет худшие результаты из-за ориентированного многоканального инструмента. Авторы рассказывают о работе новой системы,

of future coiled-tubing work in the deepwater environment. Rigless operation is complicated by the fact that each platform type has its own unique heave-compensation issues that must be addressed for an effective CT operation to take place.

An additional challenge to deepwater CT operations has been the assembly and installation of tension lift frames or heave-compensated jacking frames. This equipment is typically cumbersome and time-consuming to install and has many safety-related risks associated with the installation of coiled-tubing components.

A new coiled-tubing heave-compensation system has been created to address issues associated with rigging up and operating coiled tubing on deepwater installations. This system was designed with particular focus on operational safety and efficiency to meet the complete range of floating platform coiled-tubing deployment scenarios. There are three primary modes of operation. As a stand-alone system, it can operate as a heave-compensated jacking frame; with a rig, it can operate as a standard tension lift frame or as a selfcompensating tension lift frame. The adaptive heave compensation system uses automated process control to maintain wellhead loads within the American Petroleum Institute-specified allowable stress limits. A specially designed proprietary titanium flex joint incorporated in the system reduces the effect of lateral loads and bending moments transmitted to the wellhead.

The total heave-compensation package is composed of three skids (injector tension frame, blowout preventer (BOP) tension frame, and hydraulic power unit). The injector, gooseneck, and all well control equipment come preassembled within the injector and BOP tension frames. This improves the overall efficiency of the rig-up and eliminates most safety issues associated with the rig-up/rig-down process. The heave compensation system not only improves the efficiency of the rig-up process but also makes tool changeouts more efficient. The initial field test data and the associated job case history establish the benefit that this new heave-compensation system has brought to the deepwater market.

SPF 94370

MULTILATERAL/HIGH-PRESSURE JET WASH TOOL SYSTEM SUCCESSFULLY EMPLOYED IN MULTILATERAL WELLS

A. Lesinszki, Talisman Energy; C. Stewart, Consultant; and A. Ortiz, D. Heap, D. Pipchuk, and K. Zemlak, Schlumberger

Multilateral wells provide optimal recovery of reservoir pay and can become more prolific with stimulation or cleanout treatments. Downhole tools exist that index and allow the coiled tubing string to find and enter additional legs; however, they function using flow rate modulation. Any additional tool component beneath the multilateral tool that requires high pressure will suffer in performance because of the indexing multilateral tool. This technical paper addresses the performance of a new system that allows the indexing tool to find the lateral and then effectively treat the reservoir through the stimulation

которая позволяет ориентированному инструменту обнаруживать боковой ствол и эффективно обрабатывать коллектор посредством насадок для интенсификации на конце. Полный цикл может быть повторен для всех стволов в скважине.

Результаты полевых испытаний с использованием многоканальной гидромониторной системы были подобны полученным во время заводских испытаний на оборудовании в Рошароне (Техас). Рабочие параметры четко показали, что система работает должным образом. Все ответвления были эффективно обработаны с целью увеличения добычи. Дополнительно система уменьшила количество спускоподъемных операций с трех до одной, что привело к 50 %-ному снижению затрат времени на скважинах заказчика.

SPE 94171

ПРОБЛЕМЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ВОЗНИКНУТЬ В ХОДЕ ВЫПОЛНЕНИЙ ОПЕРАЦИЙ С КОЛТЮБИНГОМ – ПРАКТИКА: МЕСТОРОЖДЕНИЕ ХАСС Р'МЕЛ, АЛЖИР

М. Бюсса (Sonatrach Inc.)

Разработана методика заполнения цементом под давлением без использования вышки при помощи колтюбинговой установки. Эта методика не требует глушения скважины. Но проблемы могут возникнуть в ходе выполнения операции и подвергнуть ее опасности. Поэтому было предпринято исследование операции заполнения цементом под давлением, выполненное на скважине месторождения Хасс Р'мел. Это месторождение является газоконденсатным коллектором с наложением трех пластов — А-В-С с очень хорошими нефтефизическими характеристиками и значительной нефтяной оторочкой на восточной и южной перифериях. Добывающие скважины были пробурены в северной части — центральной — южной с двумя линиями нагнетания сухого газа. Приток воды с высоким содержанием солей нарушил хорошую добычу скважин, что привело к негативному воздействию на газоперерабатывающие установки.

Чтобы понизить уровень воды, необходимо было или полностью закрыть скважину, или снизить интенсивность этих скважин, что привело бы к потерям в добыче газа.

Для определения источника притока воды на этих скважинах были записаны RST — PLT — GHOST и кривая акустического контроля цементирования CBL, чтобы посмотреть состояние цементирования хвостовиков. По результатам этих операций было проведено исследование для определения метода оптимизации скважин:

- не ставить мост в пласте С, иначе будет потеряна большая часть добываемого газа, так как этот уровень является более высокодебитным, чем другие;
- изолировать места и перфорации, через которые поступает вода при закачивании цемента под давлением.

Цель публикации:

- показать проблемы, которые могут возникнуть в ходе выполнения колтюбинговых операций, причины невозможности закачки цемента под давлением;
- показать реально выполненную на месторождении Хасс Р'мел операцию;
- показать преимущества и недостатки использования непрерывной трубы;
- принять решения по улучшению использования непрерывной трубы.

tool at the end. The entire cycle can be repeated for all laterals in the wellbore.

The results of field tests using this multilateral jetting system were similar to what was seen in yard tests performed at test facilities in Rosharon TX. Field tests showed that operating parameters produced clear indications that the system was operating correctly. All legs were efficiently and effectively treated to improve well production. Additionally, this system reduced the number of trips into the well from three to one, resulting in a 50 % reduction of time at the client's well site.

SPE 94171

PROBLEMS WHICH CAN OCCUR DURING COILED TUBING — CASE STUDY: HASSI R'MEL FIELD, ALGERIA

M. Boussa, Sonatrach Inc.

A non-rig Coiled Tubing Unit (CTU) cement squeeze technique has been developed and proven since years. This technique does not require that the well be killed. But problems can arrive during the operation and compromise it. For that a study was undertaken on the squeeze cement operation, realized on Hassi R'mel field well. Hassi R'mel field is a gas condensate reservoir with a superposition of three layers A - B - C having very good petrophysic characteristics and a rather significant oil rim in the Eastern and Southern peripheries. Producing wells were drilled in the Northern part - Central - Southern with two lines of dry gas injection. Production of water with high salinities disturbed the good production of the wells, which generated negative effects to the gas processing units.

It was necessary to decrease rate of flow of these wells to be able to decrease the volume of water, which generates a loss in the production of gas. In certain case it is necessary to close the well completely.

RST - PLT - GHOST were recorded on these wells to determine the origin of this water influx and a CBL was recorded to see the state of the cement of liners. Following the results of the operations carried out, a study was undertaken in order to see the method to be used for the optimization of these wells:

- avoid placing a bridge plug for the layer C, because one will lose a good part of production of gas, since this level is more prolific than the other levels;
- isolate the places and perfos which produces water by a cement squeeze.

The purpose of this presentation is to show:

- the problems which can occur during operation of coiled tubing; and the reasons of squeeze cement failure;
- to show a real case carried out on Hassi r'mel field;
- the advantages and disadvantages of use the coiled tubing;
- solutions to adopt to improve the use of coiled tubing.

ЭНЕРГИЯ БУДУЩЕГО: КАК ЗАСТАВИТЬ СОЛНЦЕ РАБОТАТЬ НА НАС

Ю. Дудинский

U. Dudinsky

ENERGY OF THE FUTURE: WHAT IT TAKES TO MAKE SUN WORK FOR US

ЕСТЬ ЛИ ЖИЗНЬ БЕЗ НЕФТИ?

Если бы не было нефти, возможно ли было бы в свое время сконструировать автомобили, самолеты и прочий транспорт, без которого мы сегодня не можем представить свою жизнь? Если бы не было нефти, как бы выглядел сегодня мир? Смогли бы изобретатели создать транспортные средства, которые использовали бы в качестве топлива другие источники энергии? Можно ли создать такой транспорт сегодня? Над этими вопросами ломают головы многие умы планеты...

Последние события в мире и стремление США и стран Западной Европы уменьшить энергозависимость от нестабильных регионов, в которых сосредоточены основные запасы мировой нефти, привели к поиску энергоресурсов, позволяющих этим странам вырабатывать энергию на своих территориях. Желание нефтяных держав использовать свои резервы, чтобы влиять на мировую политику, вынуждает правительства ведущих промышленных стран развивать альтернативную энергетику. Кроме того, уже сейчас понятно, что нефтяные резервы не безграничны и с аппетитами современного индустриального общества они очень скоро закончатся. Население планеты быстро растет, а уровень запасов нефти стремительно падает. Запасы каменного угля, из которого тоже научились делать бензин, также уменьшаются — он исчезнет с Земли, по подсчетам, около 2100 года. Выброс же в атмосферу отработанных нефтепродуктов заставляет задуматься о загрязнении воздуха и глобальном потеплении. Ученые прогнозируют, что уже в первых десятилетиях XXI века климат катастрофически изменится, и если не принимать адекватных мер, такие изменения приведут к непредсказуемым последствиям.

МЕНЯЮ НЕФТЬ НА СОЛНЦЕ, ВЕТЕР, ВОДУ?

Как же быть и что делать? Ученые и экономисты всего мира сходятся во мнении, что экономическая отдача от альтернативных источников энергии пока ничтожно мала по сравнению с нефтяными. Правда, в последнее время благодаря совершенствованию технологий себестоимость производства альтернативной энергии существенно снизилась. Самыми быстрыми темпами развиваются ветроэнергетика и солнечная энергетика. По оценкам экспертов, за последние 10 лет цены на солнечную энергию снизились почти вдвое, что сделало ее более доступной для потребителя.

Солнечные батареи эффективно работают при наличии обильного солнечного освещения, ветряные генераторы — на открытых пространствах, где постоянно дует сильный ветер. А что же делать странам, где мало солнечных дней и нет больших открытых территорий? Институт водорода в Рейкьявике (Исландия) уже несколько лет ведет исследования в области применения водорода в качестве топлива, в частности для автомобилей. В Исландии отсутствует нефть,

OIL: CAN IT BE REPLACED?

If there was no oil would it have been possible to construct cars and other transport that makes our life today so easy? If there was no oil, what would the world look like today? Could constructors create the transport that would feed on alternative energy sources? Can such transport be made today? This is the question that occupies many minds these days...

The latest events in the world and attempts by many European countries and the United States to free themselves from some unstable regions with great oil reserves has kickstarted the search for alternative energy sources that would allow Western countries to get energy on their own territories. Efforts by oil-abundant countries to use their reserves to influence world politics forced governments of leading industrial nations to put money in the development of alternative energy industry. Furthermore, it is already clear that oil reserves are not limitless and with growing appetites of contemporary industrial society they are bound to expire in the near future. Planet's population is growing at a rapid pace and the level of oil supplies is dwindling significantly. Coal reserves that are used to make gasoline are also at their lowest level ever and are expected to disappear by the year 2100. Emission of combusted oil products raises the issue of air pollution and global warming. The scientists warn us that in the first decade of XXI century our climate will change beyond recognition and if the measures are not taken, such changes would lead to catastrophic consequences.

SELLING OIL FOR WATER, SUN AND WIND?

So if there is a problem, how should we solve it? Scientists and economists from all over the world agree that economic output from alternative sources of energy is insignificant compared to that of oil. However, at the same time, owing to new technologies, the cost of alternative energy production has dropped considerably. The most fast developing is wind and solar energy. Over the past decade the prices on renewable energy dropped almost by half, which made it more accessible to general consumer.

Naturally, solar panels work most effectively in the areas abundant with sunshine, just like wind generators are most effective whenever vast open spaces are available. What about other countries, where there is no wind or sunlight? Icelandic Hydrogen Institute in Reykjavik has been working on how to make use of hydrogen as fuel in cars. Iceland is far from being oil-rich, the sky is usually overcast with clouds, and the space is not enough for planting a wide array of wind generators. However, the local people have their own treasures — water and air — the sources of hydrogen. It is liquefied hydrogen that local developers started to use as fuel and first experiments proved to be quite successful. This fuel gives out a lot of energy and its only by-product is pure water. Now Reykjavik has several buses operating on liquefied hydrogen and new buses are being developed. The cars, however, are not yet

часто бывает пасмурно, рельеф местности неровный, а вот воды в стране предостаточно. Именно жидкий водород исследователи и стали использовать вместо нефти, и весьма успешно. Такое топливо обладает достаточной энергией, а продуктом отхода является вода. Сейчас в Рейкьявике работают уже несколько автобусов на водороде, а вот с легковыми автомобилями сложнее. Чтобы автомобиль мог двигаться долгое время без дозаправки, необходим большой резервуар. Такой резервуар, по расчетам ученых, будет занимать около половины объема машины. В настоящее время конструкторы активно работают над уменьшением объема резервуара и созданием технологий повышения энергоотдачи водорода. Но сегодня водород еще не может составить конкуренцию бензину, хотя многие эксперты утверждают, что именно за водородом энергетическое будущее всей планеты.

Другой источник получения энергии – биомасса, т.е. растения. При сгорании растений также выделяется энергия, хоть и не в таком количестве, как бензина. Среди наиболее популярных источников биомассы следует назвать рапс и сою. Рапсовым и соевым маслами немецкие водители уже активно заправляют свои машины. Ученые утверждают, что энергоотдача от такого топлива весьма высока, да и хранить его проще, чем бензин. Единственное различие — при сгорании рапсового масла пахнет жареной картошкой, а не бензином. Есть также единичные случаи использования рыбьего жира, травы и даже сырных корок. В России могут поделиться опытом использования в качестве топлива отходов древесины.

ПОМОГИ СЕБЕ САМ

Спасение для многих стран — атомные электростанции. Они позволяют вырабатывать огромное количество электроэнергии без использования нефтепродуктов. Но, к сожалению, на атомной энергии автомобили не запустишь, к тому же атомные электростанции небезопасны, хотя многие конструкторы, разработчики и политики дружно утверждают обратное. Весь мир еще помнит аварию на Чернобыльской АЭС, обернувшуюся экологической катастрофой, а в последнее время никто не может дать гарантии, что какая-либо из таких станций не подвергнется террористической атаке. Страшно себе представить катастрофические последствия такого теракта. Помимо этого, строительство АЭС — дорогое удовольствие, а если учитывать все затраты на добычу топлива, утилизацию и захоронение ядерных отходов, консервацию отработавших реакторов, расходы на природоохранные нужды, то стоимость энергии АЭС резко увеличивается. В районах расположения АЭС постоянно растет уровень заболеваемости, особенно детской. Кроме того, атомные электростанции способствуют глобальному потеплению, нагревая атмосферу: в процессе деления 1 кг урана выделяется 18,8 млрд ккал. Таким образом, утверждения о безопасности и дешевизне атомной энергии неверны, а атомная энергетика не имеет долгосрочной перспективы, так как все известные запасы урана, пригодного для реакторов, будут исчерпаны в первом десятилетии XXI в.

А вот Швеция объявила всему миру, что первой полностью откажется от нефти уже через 15 лет, то есть к 2020 году, и причем даже без строительства новых атомных электростанций. Над этим марш-броском скандинавской страны с 9-миллионным населением работает несколько исследовательских групп. Правительство страны уже ведет переговоры с крупнейшими автомобилестроительными компаниями страны Volvo и Saab о производстве автомобилей, работающих на этаноле. Ныне Швеция и так впереди планеты всей: в 2003 году 26 % всей потребляемой энергии в этой стране

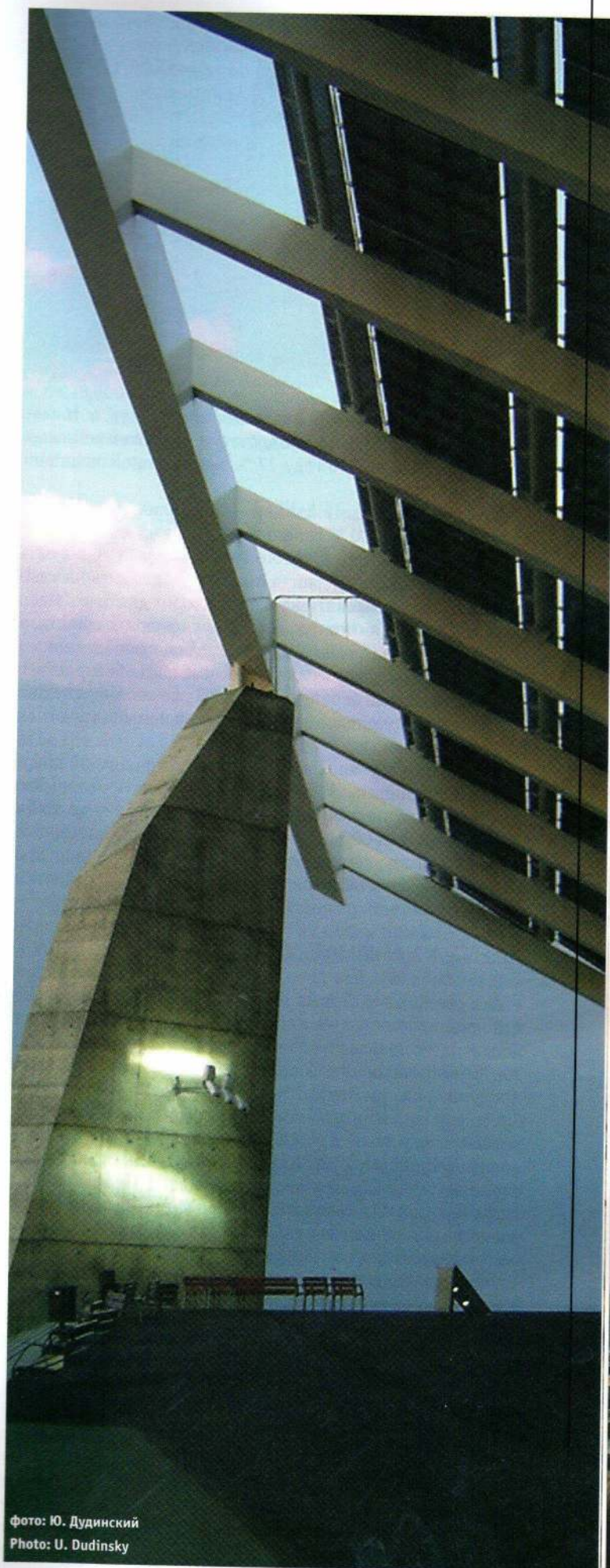


фото: Ю. Дудинский
Photo: U. Dudinsky



производилось из возобновляемых источников, и только 32 % энергии — из нефти. Это достаточно высокий результат, если учесть, что в 1970 году 77 % энергии производилось из нефти.

Еще один интересный пример — Бразилия, заявившая о планах перевести 80 % своего транспорта на этанол, который она получает из сахарного тростника, уже через пять лет. Это первый случай, когда страна будет ездить на «выращиваемом топливе». Наиболее подходит для этих целей гигантская трава мискантус, которая менее прихотлива, чем сахарный тростник, менее требовательна к определенным климатическим условиям, а потому и способна расти в Европе. Несколько европейских стран уже вполне успешно выращивают эту траву и экспериментально используют ее в качестве топлива.

Ведутся разработки использования геотермальной энергии, то есть энергии Земли. Валовой мировой потенциал геотермальной энергии в земной коре на глубине до 10 км оценивается в 18 000 трлн тонн условного топлива. Однако очевидно, что до сего времени на практике такие проекты должным образом не осуществлялись, и опытных установок по добыче геотермальной энергии пока не создано.

ЗАВТРА НАЧИНАЕТСЯ СЕГОДНЯ

Уже сегодня некоторые нефтедобывающие корпорации позиционируют себя на мировом рынке в качестве природоохранных производителей. Компания, ранее известная как British Petroleum, сократила свое название до BP и придумала слоган Beyond Petroleum («Кроме бензина»). А Shell свою знаменитую эмблему — раковину теперь изображает в виде лучей солнца, пропагандируя таким образом солнечную энергию. Такие стратегии понятны: осознавая, что за альтернативной энергией будущее, эти компании уже сегодня стремятся завоевать пока обширный и свободный рынок, чтобы раньше всех занять на нем ведущие позиции и получать прибыли, прежде чем это сделают их конкуренты. Кроме того, эти компании, первыми освоив сегодня альтернативную энергетику, будут способны завтра диктовать цены на мировые топливные ресурсы.

Даже несмотря на то, что такие крупные нефтяные гиганты как Shell и BP, стали заниматься разработкой и пропагандой альтернативных источников энергии, пока это всего лишь инвестиции в будущее. Сегодня альтернативная энергетика развивается, но очень медленными темпами. Слишком еще много нефти в недрах матушки-Земли, и она еще сможет обеспечить нас и наших детей. Но что будет потом? К тому же многие бизнесмены, политики во всем мире получают огромные прибыли от продажи нефтепродуктов. А если это приносит прибыль и не является противозаконным, то вряд

manufactured for the reason of their small size: the gas tank has to be spacious enough to store enough gas to run for miles without refueling. In order to make that successful, the developers should install a tank which would occupy half of the car's size! The scientists are now working on decreasing the tank volume and increasing the energy efficiency of liquefied hydrogen. Although nowadays hydrogen is not competitive with petroleum, many scientists agree that hydrogen might soon become the fuel of the future.

Another source of energy is biomass, i.e. flora that can be burned as fuel. While burning, plants give out energy that can also be used to heat our houses and move cars. One of the most popular biomass fuels is rape and soy. The oil made of these plants is already being used by some European drivers to fuel their cars. Energy efficiency of this fuel is quite high and it can be stored more easily than gasoline. The only major difference that a regular consumer may see is a fried potato scent that follows the car instead of the gasoline scent. Some innovators have been using cod-liver oil, regular grass and even cheese peels as fuel. Russians can share their experience of using timber as fuel.

SELF-HELP MIGHT SOLVE THE PROBLEM

Some countries work out the trouble of oil scarcity by building nuclear power stations. Such stations can indeed produce a lot of energy without using oil. However, it is impossible to start cars with nuclear fuel; in addition, nuclear power plants are far from being perfectly safe despite the claims by many scientists, developers, and politicians that it is just the opposite. The world still remembers Chernobyl disaster and nobody guarantees that one of these power stations would never fall victim to a terrorist attack. It is hard to even think of the consequences of such disaster. Besides, building and maintaining nuclear power stations is quite an expensive task considering the expenses for locating and producing fuel, storing and utilizing it, conservation and disposal of waste. Furthermore, level of human, especially child mortality in the regions where the stations are working is very high. Nuclear power stations contribute to global warming by heating our atmosphere: in the process of fission of one kilogram of uranium, 18.8 kcal escapes into the atmosphere. This shows that conclusions about the safety of nuclear energy are dangerously wrong. Nuclear energy does not have a long future because all known uranium reserves that can be used for nuclear reactors will be depleted by the first decade of 21st century.

A country that declared that it would relieve itself from oil dependence without building new nuclear power stations is Sweden. Swedish government is planning to do this in 15 years from now, that is by the year 2020. This Scandinavian country with huge territory but with 9-million population has employed its best scientists to work on implementation of this project. The country's government is already discussing the plans of manufacturing cars that would run on ethanol with leading car manufacturers Volvo and Saab. Today Sweden is still doing better than any other country: in 2003 26 % of all consumed energy in this country was obtained from renewable energy



Rapsöl



ли здравомыслящий бизнесмен от такого занятия откажется. Проблему можно решить, например, массивными капиталовложениями в отрасль альтернативной энергетики, снижением налогов в этой области, а также оказанием помощи в разработке новых проектов, как это делают правительства Германии, Швеции, Исландии, Бразилии. Денежные субсидии могут поступать не только от правительств, но и от частных людей. Все больше обеспеченного и экологически сознательного населения интересуется индивидуальными ветрогенераторами, солнечными батареями, чтобы поставить их у себя в садике, на крыше или в огороде и таким образом приобщиться к делу охраны окружающей среды. А спрос, как известно, рождает предложение. Поэтому в последнее время многие производители альтернативных источников энергии стали ориентироваться именно на индивидуальных потребителей, надеясь, что с каждым днем их будет становиться все больше.

Вместе с тем следует отметить, что освоение альтернативных источников энергии отнюдь не означает устранение нефтедобычи. Нужно разработать законодательную базу, которая регулировала бы использование нефти и других источников энергии. Создавать эту базу необходимо всем, в том числе экологами, политикам, бизнесменам, потому что все мы заинтересованы в чистоте нашего дома, и в то же время должны быть уверены, что завтра у нас тоже будет гореть свет.

фото: Ю. Дудинский
Photo: U. Dudínsky



sources and only 32 % was received by burning oil. This is a very good achievement considering that in the year 1970, 77 % of energy was obtained by burning oil and its derivatives.

One more interesting example is Brazil. This country plans to convert 80 % of its transport to ethanol, which it plans to produce from sugar cane, within five years. This is the first ever example of using cultivated plants as a major source of fuel in the country. One of the most popular plants in Northern countries is Miscanthus grass, which is less demanding in terms of climate than sugar cane. Because of its unpretentiousness, it can be easily grown in Europe. Some European countries have already been growing this grass of enormous size and are using it as fuel as part of experiment.

Geothermal energy, i.e. the energy of Earth, is also considered as part of the solution. Total world potential of such energy in the earth's crust 10-kilometers deep is estimated to be 18,000 billion tons of standard coal. It is evident, however, that by this time such projects have not been paid due attention and even experimental facilities have not been created to date.

FUTURE BEGINS TODAY

Today many leading oil corporations are positioning themselves on the world market as responsible environmentalist producers. The company formerly known as British Petroleum renamed itself into BP and created a "beyond petroleum" slogan. Royal Dutch/Shell put rays of light into its famous shell emblem, thus demonstrating its adherence to renewable energy. The reason for such strategy is clear: knowing that alternative energy is our future, they attempt to be the first to establish themselves on this huge and free market before their competitors did it ahead of them, thus making enormous profits. Besides, having secured themselves on this market today, these corporations would be able to dictate the prices to others tomorrow.

Even though such huge oil giants as Shell and BP have started exploring and propagating alternative sources of energy, so far it is just an investment in the future. Today alternative energy is developing at a very slow pace. There is still a lot of oil in the Earth's bowels and it can still supply enough to satisfy our needs and the needs of our children. But what will happen then? In addition, many businesspeople, politicians still make big profits pumping oil. And who would refuse to do business if it brings profit and is perfectly legal? The problem, however, might be solved by attracting big investments in the field of alternative energy, providing assistance in creating new projects the way it is done in Germany, Sweden, Iceland and Brazil on the governmental level. Financial subsidies may come not only from governments, but also from individuals. More and more environmentally conscious people are interested in private wind generators, solar panels in order to put them in their garden or on the rooftop to become involved in the common deed of protecting the environment. Therefore, manufacturers of renewable sources of energy are now targeting individual consumers hoping that the number of such consumers would increase.

At the same time, it is necessary to note that introducing alternative sources of energy does not mean refusal from oil. It is necessary to work out the legal base that would regulate the usage of oil and other energy sources. It is important that everyone takes part in that – environmentalists, politicians, and businesspeople – because it is crucial to all of us that our house was clean and that we did not worry that tomorrow there would be no electricity and the whole world would plunge into darkness.

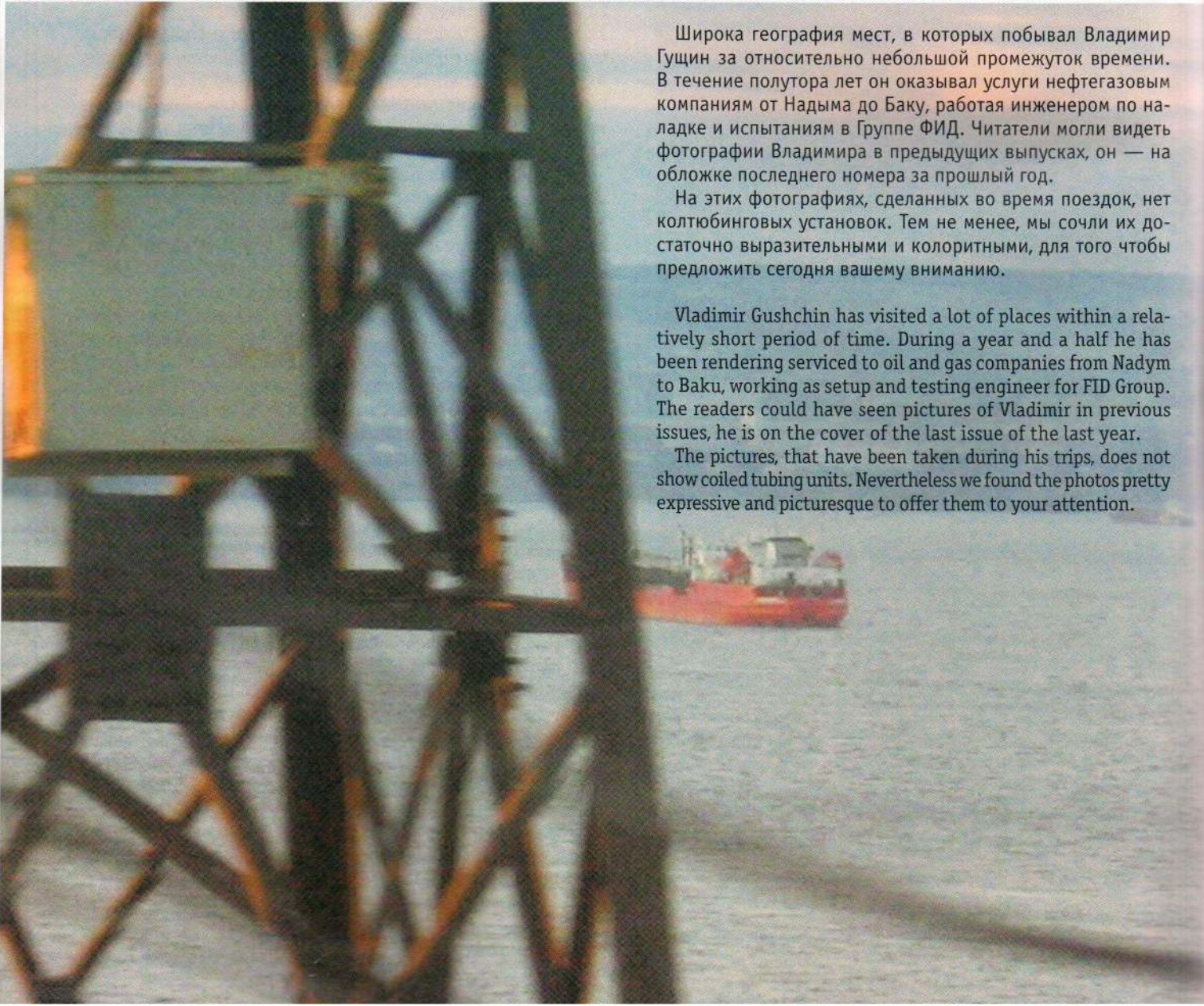


Широка география мест, в которых побывал Владимир Гущин за относительно небольшой промежуток времени. В течение полутора лет он оказывал услуги нефтегазовым компаниям от Надыма до Баку, работая инженером по наладке и испытаниям в Группе ФИД. Читатели могли видеть фотографии Владимира в предыдущих выпусках, он — на обложке последнего номера за прошлый год.

На этих фотографиях, сделанных во время поездок, нет колтюбинговых установок. Тем не менее, мы сочли их достаточно выразительными и колоритными, для того чтобы предложить сегодня вашему вниманию.

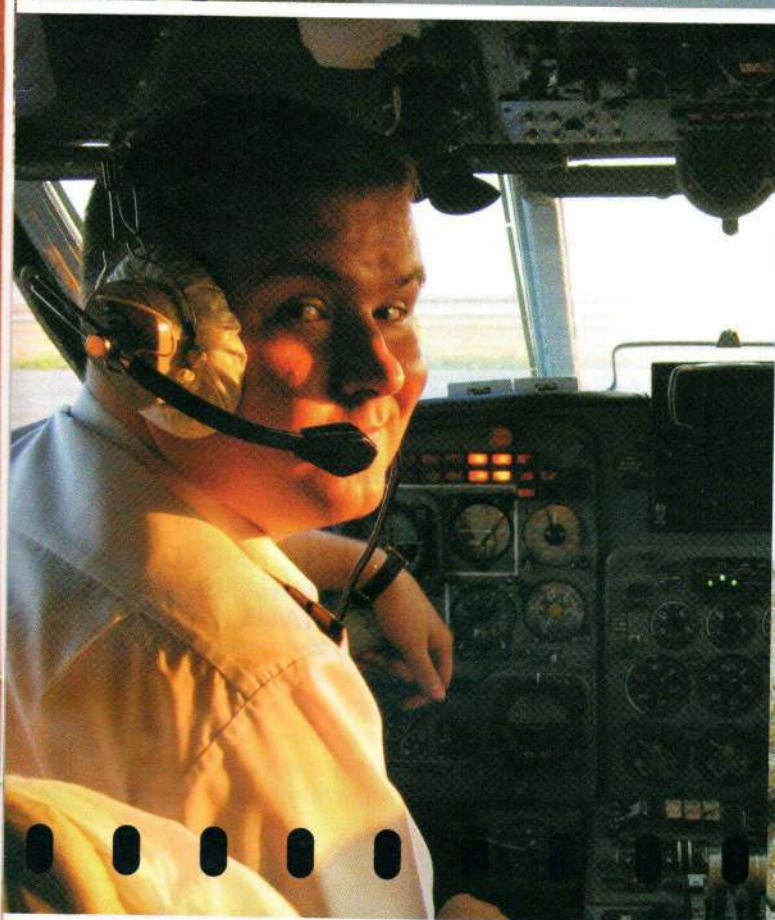
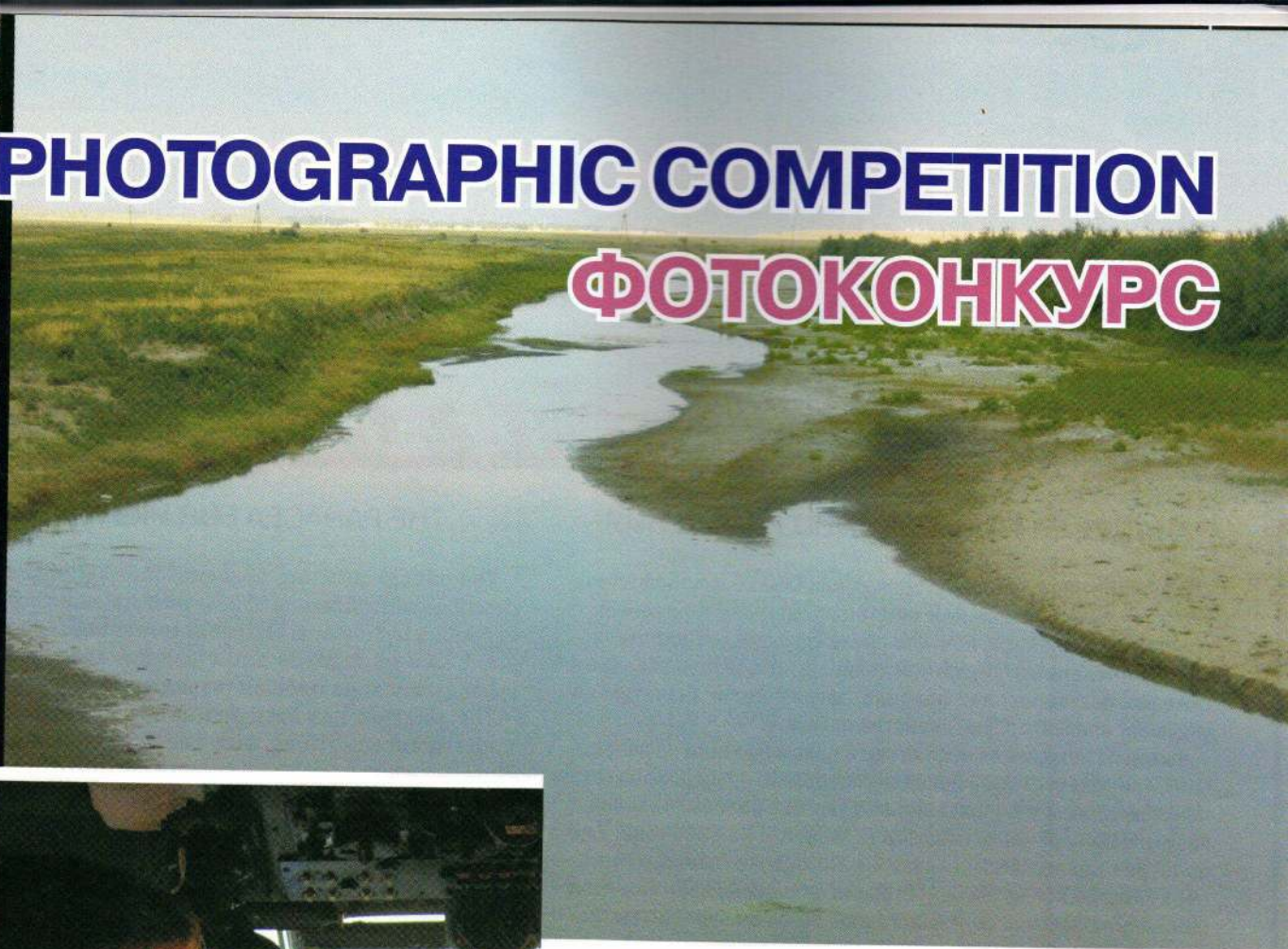
Vladimir Gushchin has visited a lot of places within a relatively short period of time. During a year and a half he has been rendering serviced to oil and gas companies from Nadym to Baku, working as setup and testing engineer for FID Group. The readers could have seen pictures of Vladimir in previous issues, he is on the cover of the last issue of the last year.

The pictures, that have been taken during his trips, does not show coiled tubing units. Nevertheless we found the photos pretty expressive and picturesque to offer them to your attention.



PHOTOGRAPHIC COMPETITION

ΦΟΤΟΚΟΝΚΟΥΡΣ



ПАНАЦЕЯ ОТ ПОВЫШЕННОГО ДАВЛЕНИЯ

Структура некоторых месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» характеризуется наличием нефтенасыщенных горизонтов с пластовым давлением, намного превышающим гидростатическое. Применение стандартной технологии с использованием тяжелых растворов, как правило, загрязняет и значительно ухудшает коллекторские свойства пласта.

Выход из положения нефтяники нашли в бурении на депрессии с применением комплекса «непрерывная труба». Комплекс начал внедряться в управлении по зарезке боковых стволов и капитальному ремонту скважин (УЗБС и КРС) в 2004 году. Уже пробурено более десяти скважин. По оценке главного инженера УЗБС и КРС Сергея Сумбатовича Габреляна, данный метод повышения нефтеотдачи пластов является очень перспективным. «По всем скважинам получены устойчивые притоки нефти, превышающие первоначальные в несколько раз. Причем на двух последних скважинах до проведения работ комплексом приток отсутствовал совсем», — сообщил С.С. Габрелян. На текущий момент основным направлением применения бурового комплекса «непрерывная труба» является горизонтальное бурение в пластах с АВПД на баженовскую свиту, горизонтально разветвленное бурение в пластах с низкопроницаемыми коллекторами, «ачимовка» и юрское отложение.

Источник: Нефтегазовая вертикаль

КОМПАНИЯ COILED TUBING TECHNOLOGY БУДЕТ ПОСТАВЛЯТЬ ВР СВОЕ ЗАПАТЕНТОВАННОЕ ПОДЗЕМНОЕ ВРАЩАЮЩЕЕСЯ УСТРОЙСТВО

19.1.2006

Компания Coil Tubing Technology, выделившаяся из Grifco International, получила заказ от филиалов Rocky Mountain и Mid Continent компании British Petroleum (BP) на поставку патентованного подземного вращающегося устройства собственной разработки.

Подземный вращающийся механизм, известный в колтюбинговой промышленности как вращающийся инструмент, является единственным решением на современном рынке оборудования, способным обеспечить механическую передачу многократного вращения на каждом цикле. «Вращающийся инструмент на скважинах BP сможет заменить собой инструмент для подвешивания колтюбинговых колонн», — заявил Джерри Свинфорд, президент компании Coiled Tubing Technology. Использование вращающегося инструмента с механическим приводом позволяет сэкономить на отсутствии необходимости подачи промывочной жидкости в скважину и благодаря этому – на удалении загрязнения.

BP поручило сервисной компании Cudd Coil Tubing & STI Inc., занимающейся обслуживанием скважин, начать использование вращающегося инструмента производства корпорации CTT Inc.

THE PANACEA FOR HIGH PRESSURE

The oilfield structure of some Surgutneftegaz fields is described with oil saturated beds with pressure significantly exceeding hydrostatic. The use of conventional technology and heavy solutions as a rule pollutes and significantly worsens formation reservoir properties.

The solution has been found by oil workers as the underbalanced drilling with the use of coiled tubing. The complex started its introduction in sidetracking and well workover department (UZBS&KRS) in 2004. Over 10 wells have been drilled since than. According to assessment of chief engineer of UZBS Sergei Sumbatovich Gabrelyan, the approach of production enhancement is very promising. "All the treated wells show steady oil inflows exceeding initial inflows in several times. Two last wells before the jobs have no inflow at all," – informed S.S. Gabrelyan. Today the main trend of used of coiled tubing drilling system is horizontal drilling in wells with abnormally high formation pressure for Bazhenov series, horizontally branched-hole drilling in formations with reservoirs with low permeability, «achimovka» and Jurassic deposits.

Source: Neftegazovaya vertical

COIL TUBING TECHNOLOGY TO SUPPLY PATENTED SUBTERRANEAN ROTATING TOOL TO BP

19.1.2006

Coil Tubing Technology, a spinoff from Grifco International has been approved by British Petroleum (BP) Rocky Mountain and Mid Continent divisions to supply the patented CTT Subterranean Rotating Device.

The Subterranean Rotating Device, known to the coil tubing industry as the Rotating Tool, is the only tool on the market that can mechanically induce multiple rotations on each cycle. "The Rotating Device will be utilized on BP wells to remove Coil Tubing string hang offs," stated Jerry Swinford, President of Coil Tubing Technology. "The use of the mechanically operated Rotating Tool eliminates the need for fluid to be brought onto the well location, which eliminates the cost and disposal of fluid contaminants."

BP has appointed Cudd Coil Tubing and STI Inc. (a well service company) to operate the CTT Inc. Rotating Tools on their wells in the Rocky Mountain region. It is estimated BP will work over 350 wells in the Rocky Mountain and Mid Continent divisions, utilizing the Rotating Tool, over



Rotating на своих скважинах, расположенных в Скалистых горах. Согласно произведенным оценкам, в течение следующего года вращающийся инструмент будет использован BP на более чем 350 скважинах, относящихся к филиалам Rocky Mountain и Mid Continent. Еще одним партнером BP по внедрению вращающегося инструмента является Thru Tubing Solutions, представитель компании CUDD в Западной Оклахоме.

Согласно всеобщей оценке, вращающийся инструмент корпорации Coiled Tubing Technology должен быстро завоевать популярность среди ведущих нефтяных компаний благодаря поиску современных способов модификации скважин для увеличения добычи энергоресурсов и снижения затрат.

Источник: Rigzone.com

ООО «ВОЛГОГРАДСКИЙ ЗАВОД БУРОВОЙ ТЕХНИКИ» ПОСТАВИТ 12 БУРОВЫХ УСТАНОВОК И 5 ПРЕВЕНТОРОВ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

01.03.2006

ОАО «Волгоградский завод буровой техники» (ВЗБТ) одержал победу в тендере ОАО «Сургутнефтегаз» по двум лотам: пять буровых установок для разведочного бурения и семь буровых установок для эксплуатационного бурения. Данные буровые установки предназначены для освоения Талаканского месторождения, расположенного в Восточной Сибири. Кроме того, ВЗБТ в феврале 2006 года выиграл тендер в ОАО «Сургутнефтегаз» на поставку пяти комплектов противовыбросового оборудования. В настоящее время договора между ОАО «Сургутнефтегаз» и ВЗБТ подписаны и проведены авансовые платежи.

Источник: Пресс-служба ВЗБТ

МЕСТОРОЖДЕНИЯ «НАДЫМГАЗПРОМА» «МОДЕЛИРУЮТ» ПО ПРОГРАММЕ «ШЛЮМБЕРЖЕ»

Специалисты «Надымгазпрома» строят трехмерные модели месторождений на основе программного пакета «Шлюмберже». Разработчик осуществляет поддержку пользователей, проводит обучение и консультации и раз в полугодие обновляет свой программный продукт.

Программно-технологический комплекс, который «Надымгазпром» приобрел у сервисной компании для геологической разработки месторождений, включает несколько сегментов. Это геологическое и гидродинамическое трехмерное моделирование, моделирование газосборной сети и скважин, а также экономический блок.

За время реализации программного продукта специалисты управления технологического контроля и экологии общества составили трехмерные адресные геологические модели месторождений Юбилейное и Ямсовейское. Специалисты «Надымгазпрома» довольны результатами – проведенная работа показала высокую сходимость запасов (до 2 %). Уже получены первые результаты оценки эффективности работы системы сбора и добычи газа на месторождении Медвежье. Работа системы недавно была одобрена в производственном отделе Медвежинского ГПУ.

Источник: Тюменская региональная интернет-газета «Вслух.ру»

the next year. BP has also partnered with Thru Tubing Solutions, a subsidiary of CUDD, in Eastern Oklahoma, to deploy the Rotating Tool.

The CTT Rotating Tool is expected to rapidly gain acceptance among other major oil companies as a result of a renewed emphasis placed on well workover to increase energy production while minimizing cost.

Source: Rigzone.com

VOLGOGRAD PLANT OF DRILLING EQUIPMENT IS ABOUT TO SUPPLY 12 DRILLING UNITS AND 5 BOP STACKS TO SURGUTNEFTEGAZ

01.03.2006

Volgograd plant of drilling equipment has won tender of Surgutneftegaz in two lots: five drilling units for exploration drilling and seven drilling units for production drilling. The drilling units are intended to develop Talakanskoe field located in Eastern Syberia. Besides, VZBT in February of 2006 won Surgutneftegaz tender to supply five BOP sets. The agreements between parties have been signed and advance payments effected.

Source: press-cutting service of VZBT



FIELDS OF NADYMGAZPROM HAVE BEEN MODELED WITH SCHLUMBERGER SOFTWARE

Specialists of Nadymgazprom build 3D models of fields with Schlumberger software suite. The developer supports users, trains users and makes updates two times a year.

The software suit the Nadymgazprom has purchased from servicing company for solution of geological exploration of its fields includes several modules. These are geological and hydrodynamic 3D modeling, modeling of gas-gathering system and wells and economical modeling package.

During embedding of the product the specialists of Administration of technological control and ecology of the society developed 3D geological models of fields Yubileynoe and Yamsoveyski. Specialists of Nadymgazprom are satisfied with the results – the conducted activity has shown high convergence of the deposits (up to 2 percent). There have been obtained first results of the system operation efficiency of gas collection and production of Medvezhe field. Results have recently been approved by production department of Medvezhino GPU.

Source: Tyumen regional internet newspaper Vslukh.ru

**ВЛАДИМИР ЯКУШЕВ:
«ТЕХНОПАРК В ТЮМЕНИ СОЗДАСТ
ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ ПРОДОЛЖЕНИЯ
ПОЛНОЦЕННОГО ОСВОЕНИЯ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ»**

22.02.2006

Тюмень выиграла конкурс на организацию технопарка — Западно-Сибирского инновационного центра нефти и газа.

Итоги рабочей встречи в Москве с директором Федерального агентства по особым экономическим зонам Юрием Ждановым губернатор Тюменской области Владимир Якушев прокомментировал так: «У нас ведется активная работа с Федеральным агентством. На очередной встрече мы проговорили ряд моментов, касающихся непосредственно строительной части».

По словам губернатора, Тюмень становится центром нефтегазового сервиса. Практически все нефтяные компании отказались от своих структур нефтесервиса и вывели их в отдельную отрасль. Многие компании, которые занимаются этим финансовоёмким бизнесом, приходят в Тюмень, потому что прекрасно понимают: в ближайшие 50–100 лет центр добычи газа и нефти — это Западная Сибирь. Кроме того, в дальнейшем они планируют с созданного здесь плацдарма идти на освоение Восточной Сибири. Таким образом, технопарк в Тюмени создаст предпосылки для продолжения полноценного освоения Западной Сибири.

В Тюмени есть вся необходимая для технопарка инфраструктура. «Предприятия машиностроения могут служить площадками и плацдармом для внедрения научных разработок. Научные институты еще при освоении Западной Сибири в 1970–80 годы были ориентированы на нужды нефтегазодобычи. Кроме того, Тюмень — студенческий город, где учится свыше 80 тыс. студентов, — здесь не будет никаких проблем с кадрами. Вот почему Тюмень становится и центром нефтяного сервиса, и местом дислокации технопарка», — подчеркнул глава региона.

Источник: Государственное информационное агентство Тюменской области «Тюменская линия»

**ЭКСПОРТ
МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОЙ ПРОДУКЦИИ
ИЗ РОССИИ ПРОДОЛЖАЕТ
СОКРАЩАТЬСЯ**

01.03.2006

Согласно опубликованной Министерством экономического развития и торговли РФ сводке об экспорте России в страны вне СНГ, объемы экспорта машин и оборудования за январь–декабрь 2005 года упали на 9,9 % по отношению к январю–декабрю 2004 года.

Источник: Союз производителей нефтегазового оборудования (СПНГО)

**VLADIMIR YAKUSHEV:
“TECHNICAL FLEET IN TYMEN WOULD
CREATE PREMISES
FOR FURTHER FULL DEVELOPMENT
OF WESTERN SYBERIA”**

22.02.2006



Tyumen won competition for creation of technical fleet – Western Siberian innovation center of oil and gas.

The governor of Tyumen region Vladimir Yakushev commented the results of working meeting in Moscow with director of Federal agency the for special economic zones Yuri Zhdanov in the following way: “We have active cooperation with federal agency. During routine meeting we discussed a number of issues regarding engineering design”.

According to governor words, Tyumen is becoming a center of oil and gas services. Almost all the oil companies have rejected its own servicing departments and separated it to a separate branch. Many companies involved in this finance-intensive business are coming to Tyumen, as they clearly understand that in the nearest 50–100 years the center of oil and gas recovery would be Western Siberia. Besides, in the future they plan to use the established base to go further in development of Western Siberia. In this case the technical fleet in Tyumen would make premises for any further development of Western Siberia.

Tyumen has all the necessary infrastructure to create the fleet. “The mechanical engineering enterprises could serve as base for implementation of scientific researches. Research institutions even in times of development of western Siberia in 1970–1980 were aimed at satisfaction of oil and gas production needs. Besides, Tyumen is a student city, where there are over 80.000 of students, there would be no personnel issues. That is why Tyumen is getting a center of oil service and location of technical fleet”, – underlined the region governor.

Source: “Tyumenskaya liniya”, state information agency of Tyumen Region

**THE EXPORT
OF ENGINEERING PRODUCTS
FROM RUSSIA
CONTINUES TO DECREASE**

01.03.06

In accordance with report on export of Russia to countries outside CIS, published by Ministry of economic development and trade of Russian Federation, the export volumes of machinery in January–December of 2005 have fallen by 9.9% comparing to the January–December of 2004.

Source: The association of oil equipment manufacturers (SPNGO)

Буровое судно «Тикю» (Chikyu в переводе с японского означает «Земля») было построено в 2002–2003 гг. «Тикю» — совместное детище компаний Mitsui Engineering & Shipbuilding и Mitsubishi Heavy Industries. Судно имеет длину 210 м и водоизмещение 57 тыс. тонн. Смонтированная на нем буровая установка возвышается над водой на 121 м и способна выполнять операции, которые еще никогда не осуществлялись в море. В частности, предельная высота буровой колонны может достигать 10 000 м, а начинать бурение судно сможет на глубинах до 2500 м (в перспективе — до 4000 м). На сегодня рекорд глубины морского бурения составляет 2111 м. Он был поставлен буровым судном «ДЖОЙДЕС Резолюшн» (JOIDES Resolution) в 1994 году у берегов Гватемалы. Но уже в 2007 г. он должен быть перекрыт в три с лишним раза. Планируется, что «Тикю» достигнет глубины 7000 м.

Континентальная земная кора имеет толщину от 35 до 70 км, однако океаническая кора намного тоньше — всего от 5 до 10 км. Это значит, что «Тикю» сможет реализовать давнюю мечту геологов — пробурить земную кору насквозь и взять образцы вещества из верхнего слоя земной мантии.

Рекордное бурение предполагается осуществить в 600 км к юго-западу от Токио, где одна тектоническая плита уходит под другую. Это позволит получить новые данные о сейсмической активности. Кроме того, ожидается, что глубоко под поверхностью могут быть обнаружены микроорганизмы-экстремофилы, изучение которых позволит лучше понять эволюцию климата на Земле.

Проходка семикилометровой скважины может занять около года. Всё это время судно должно неподвижно стоять над точкой бурения, невзирая на любые штормы. Для этого оно снабжено шестью двигателями (каждый мощностью 4200 кВт) с гребными винтами, которые могут поворачиваться на 360 градусов. Положение судна будет отслеживаться как по спутникам, так и по сигналам закрепленных на дне акустических транспондеров.

Источник: Neftegaz.ru

Drilling vessel Chikyu (In Japanese Chikyu means Earth) was built in 2002-2003. Chikyu is a mutual creation of Mitsui Engineering & Shipbuilding and Mitsubishi Heavy Industries. The vessel is about 210 meters long with displacement of 57 000 tones. The installed drilling unit is 121 meters above water and is capable to conduct job that have never been performed offshore. In particular the height of drilling string could reach 10 000 meters, and the vessel could start drilling activities at depths up to 2500 meters (in future – up to 4000 meters).

Today the record of deepwater drilling is 2111 meters. It has been set by drilling vessel JOIDES Resolution in 1994 near Gvatemala shores. But in 2007 it have to be exceeded in tree times and over. It is planned that Chikyu would reach depths of 7000 meters.

The continental earth's crust has thickness of 35–70 km, however, the oceanic crust is many times thinner – 5–10 km. It means that Chikyu could realize the ancient dream of geologists – to drill the crust trough and to take samples from upper layer of mantle.

The extreme drilling is indented to take place 600 km to the south-west from Tokyo, where one tectonic plate is going under the other one. This would allow to get new data on seismic activity. Besides, it is expected that deep downhole there could be found microorganisms-extremofils, study of which should help to understand the evolution of Earth's climate.

The construction of 7.000 meter well could take about a year. During this period the vessel should stand still over drilling point despite any storms. For this purpose the vessel is equipped with 6 motors (4200 kW each) with propeller screws that could rotate 360 degrees. The location of the vessel would be tracked with satellites, as well as with signals of acoustic transponders fixed to the bed.

Source: Neftegaz.ru

«ГАЗПРОМ» ПОЛУЧИЛ ЛЕДОКОЛ

14.03.2006

Норвежские судостроители передали ОАО «Газпром» ледокол «Владислав Стрижов», который считается сегодня одним из самых мощных в мире. Он способен работать во льдах толщиной более полутора метров при температурах ниже –50 °С. Это первое судно из двух, заказанных «Газпромом».

Как сообщили в управлении по работе со СМИ ОАО «Газпром», оба судна — многофункциональные ледоколы снабжения. Они будут использоваться в качестве судов обеспечения в ходе освоения Приразломного нефтяного месторождения на шельфе Баренцева моря. Планируется, что строительство второго судна будет завершено осенью 2006 года.



Источник: Scandinavian Shipping Gazette

GAZPROM GOT AN ICE-BREAKER

14.03.06

Norway shipbuilders have passed an ice-breaker Vladislav Strizhkov to Gazprom, that has been considered to be one of the most powerful in the world. It is capable to operate in ice thickness up to 1.5 meters and temperatures ranging to -50 Celsius degrees. It is one of two ships ordered by Gazprom.

As they informed in public relation department of Gazprom, both vessels are multifunctional supply ice-breakers. They would be used as support vessels during development of Prirazlomny oil field on shelf of Barents Sea. It is planned that construction of the second vessel would be finished by autumn of 2006.

Source: Scandinavian Shipping Gazette

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ INTERNATIONAL EXHIBITIONS AND CONFERENCES

АПРЕЛЬ/APRIL

4-5	Международная конференция и выставка SPE/ICoTA по колтюбингу и внедрению в скважину SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition	Вудландс, Техас, США, The Woodlands, Texas, USA	www.icota.com
4-6	4-я Международная Средиземноморская конференция и выставка оффшорных нефтегазовых технологий и оборудования "МОС" Mediterranean Offshore Conference	Александрия, Египет Alexandria, Egypt	www.intourgarant.ru
10-12	Международная нефтегазовая конференция и выставка OGWA – Oil & Gas West Asia Exhibition and Conference	Маскат, Оман Maskat, Oman	www.intourgarant.ru
11-13	Форум «Топливо-энергетический комплекс России» Oil&Gas Complex of Russia Forum	Санкт-Петербург, Россия S.-Petersburg, Russia	www.expoclub.ru
19-20	1-я Международная конференция нефтегазовой промышленности и трубопроводов SOCP – Sakhalin Oil, Gas & Pipelines	Сеул, Южная Корея Seoul, S. Korea	www.intourgarant.ru
20-23	11-я Международная конференция и торговая выставка нефтегазовой промышленности IRAN OIL SHOW	Тегеран, Иран Teheran, Iran	www.intourgarant.ru
22-26	Симпозиум по улучшению нефтедобычи Improved Oil Recovery Symposium	Талса, Оклахома, США Tulsa, Oklahoma USA	www.spe.org
24-28	Международная выставка трубопроводных технологий и сопутствующих услуг Pipeline Technology – HANNOVER MESSE	Ганновер, Германия Hannover, Germany	www.intourgarant.ru
26-28	Специализированная торговая ярмарка инженерных разработок и оборудования для газовой индустрии EXPO-GAS	Кельце, Польша Celce, Poland	www.intourgarant.ru
27-29	2-я Международная выставка оборудования, технологий, сервисных услуг для материковых и оффшорных нефтегазовых месторождений PETROLEUM SOFIA	София, Болгария Sofia, Bulgaria	www.intourgarant.ru
30 апреля – 2 мая	14-я ежегодная нефтегазовая конференция Ближневосточного региона 14th Annual Middle East Petroleum & Gas Conference	Абу-Даби, ОАЭ Abu Dhabi, United Arab Emirates	www.intourgarant.ru

МАЙ/MAY

1-4	Международная конференция и выставка оффшорных технологий / Offshore Technology Conference and Exhibition	Хьюстон, Техас, США Houston, Texas, USA	www.intourgarant.ru
16-18	10-я юбилейная нефтегазовая выставка Узбекистана OGU	Ташкент, Узбекистан Tashkent, Uzbekistan	www.expoclub.ru
17-20	4-я Нефтегазовая и Энергетическая Выставка и Конференция POGEE 2006	Карачи, Пакистан Karachi, Pakistan	www.expoclub.ru
23-26	Газ. Нефть. Технологии Gas. Oil. Technologies	Уфа, Башкортостан Ufa, Bashkortostan	www.bvkexpo.ru
24-26	Конференция "Оборудование для работы на шельфе" Shelf equipment conference	Москва, Россия Moscow, Russian	www.expoclub.ru
24-26	Нефтепорт-2006 Nefteport 2006	Стокгольм, Швеция Stockholm, Sweden	www.expoclub.ru
28-30	1-я выставка и конференция по технологиям нефтегазовой и нефтехимической отрасли региона Gulg Gas Tech	Абу-Даби, ОАЭ Abu Dhabi, United Arab Emirates	www.expoclub.ru
30 мая – 2 июня	Рос-Газ-Экспо Ros-Gas-Expo	С.-Петербург, Россия S.-Petersburg, Russia	www.farexpo.ru

ИЮНЬ/JUNE

5-9	23-я Всемирная конференция и выставка газовой промышленности Международного газового союза WGC – World Gas Conference & Exhibition	Амстердам, Нидерланды Amstredam, Holland	www.intourgarant.ru
6-9	Нефть и газ Каспия Caspian Oil and Gas 2006	Баку, Азербайджан Baku, Azerbaijan	www.mioge.ru
11-13	11-я Международная ежегодная нефтегазовая конференция 11th Annual Oil & Gas Conference	Куала-Лумпур, Малайзия Kuala Lumpur, Malaysia	www.intourgarant.ru
13-15	Международная нефтегазовая выставка GLOBAL PETROLEUM SHOW	Калгари, Канада Calgary, Canada	www.intourgarant.ru
19-22	3-я Международная выставка энергетической и газовой промышленности ENERGIA	Познань, Польша Poznan, Poland	www.intourgarant.ru
25-30	Форум "Увеличение нефтедобычи. Что дальше?" Forum "Enhanced Oil Recovery What's Next?"	Брумфилд, Колорадо, США Broomfield, Colorado, USA	www.spe.org

www.nov.com



One Company . . . Unlimited Solutions

Tulsa Equipment Manufacturing

Providing World Class Equipment to
the Russian Oilfield Service Market

- Double Pump Cementers
- Single Pump Cementers
- Acid Pumpers
- Combo Cementers / Acidizers
- Coiled Tubing Support Units
- Frac Pumps
- Frac Blenders



Tulsa Equipment Manufacturing
4045 N. Garnett
Tulsa, Oklahoma, 74116 USA
Ph: 918 234 4466, Fax: 918 231 4471

© 2006 National Oilwell Varco
D391000277-MKT-001 Rev.001

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