



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

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

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ
МОДЕЛИРОВАНИЕ КТБ**

**MATHEMATICAL
MODELLINE FOR CTD**

**О ПРОМЫВКЕ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК
ABOUT SAND PLUGS FLUSHING**

**ТЕМА НОМЕРА:
КОЛТЮБИНГОВЫЙ СЕРВИС**

COVER STORY: CT SERVICES

Coiled / tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

imes 2'05



**ПРЕДСЕДАТЕЛЬ
РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА**

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

**ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ
РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА**

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

Б.Г. ВЫДРИК,
начальник отдела внутреннего 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 восстановление скважин» ТГНГУ

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

Р. КЛАРК,
вице-президент Группы ФИД

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

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

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

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

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

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

В.А. ШУРИНОВ,
директор НП «ЦРКТ»

**PRESIDENT
OF EDITORIAL BOARD**

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

VICE-PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

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

B.G. VYDRIK,
Chief of the Office of Internal Consumption and Fuel-Energy
Development, Fuel-Energy Complex 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

E.V. TAIGIN,
Chief of Production Department, Administration of Supervision,
Bashgiproneftehim

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

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

V.A. SHURINOV,
Director of NP CRKT

СОДЕРЖАНИЕ

УНИВЕРСИТЕТ Г. ТАЛСА
THE UNIVERSITY OF TULSA

5

8 НЕ ВМЕСТО, А ВМЕСТЕ
NOT INSTEAD OF BUT ALONG WITH

ОТ КАСПИЙСКОГО МОРЯ ДО ТИХОГО ОКЕАНА 10
FROM CASPIAN TO PACIFIC



МЫ ПРЕДЛАГАЕМ ПОЛНЫЙ СПЕКТР СЕРВИСНЫХ УСЛУГ
WE OFFER A COMPREHENSIVE RANGE OF SERVICES 16

ОПЫТ РАБОТЫ ООО «УРАЛ-ДИЗАЙН-ПНП»
В ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛОНН ГИБКИХ ТРУБ
THE EXPERIENCE OF CT APPLICATION
IN URAL-DESIGN-PNP LTD. 20

КАК УВЕЛИЧИТЬ ДОЛГОВЕЧНОСТЬ КОЛТЮБИНГА?

24 HOW CAN CT FATIGUE BE REDUCED?



МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ

MATHEMATICAL MODELLING
FOR COILED TUBING DRILLING 28

ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ
ПРИ ОЧИСТКЕ СКВАЖИНЫ ОТ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК

COILED TUBING UNIT APPLICATION AND OPPORTUNITIES ISSUES
FOR SAND PLUG REMOVAL FROM WELLBORE 32

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Елена Жук (cttimes@gin.by)

НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ

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

СТИЛЬ-РЕДАКТОР

Наталья Крицкая

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН

Дмитрий Оганесян

ДИРЕКТОР ПО МАРКЕТИНГУ И РЕКЛАМЕ

Андрей Михеев (info@crkt.ru)

ПЕРЕВОД

Сергей Сухорученко

ПОДПИСКА И РАССЫЛКА

Юлия Горшкова (magazine@crkt.ru)

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ

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

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

Тираж: 2000 экз. Первый завод: 1000 экз.

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

Регистрационный номер ПИ № 77-16977

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

Журнал распространяется среди нефтегазовых компаний и профильных научных институтов.

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

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

РЕКЛАМОДАТЕЛИ

ITE Group PLC
Foremost Company LP
Schlumberger
CTES
Группа ФИД
Издательский дом
«Информация и инвестиции»

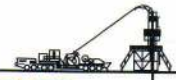
Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.

Отпечатано в типографии

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

Заказ № 967.

Лицензия № 02330/0056697 от 29.03.2004 г.

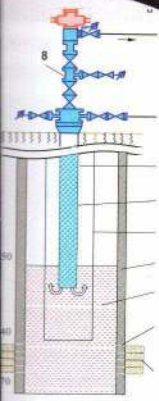


CONTENTS



36

**ВИНТОВЫЕ ГЕРОТОРНЫЕ МАШИНЫ
НА СЛУЖБЕ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ**
**SCREW GERO-ROTOR MACHINES
ARE ON SERVICE OF COILED TUBING TECHNOLOGY**



**ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА
НА СЕВЕРО-СТАВРОПОЛЬСКОМ ПХГ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ M10**

**DEVELOPMENT OF LARGE DIAMETER WELLS
IN SEVERO-STAVROPOLSKY PHG (UNDERGROUND GAS STORAGE)
WITH COILED TUBING UNIT M10 APPLICATION**

**МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОМЫВКИ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ
НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИНАХ ПЕННЫМИ СИСТЕМАМИ
С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛОННЫ ГИБКИХ ТРУБ**

**MATHEMATICAL MODEL OF SAND PLUG FLUSHING
IN GAS AND GAS-CONDENSATE WELLS WITH FOAM SYSTEMS
WITH COILED TUBING APPLICATION**



**ФОТОКОНКУРС
PHOTOGRAPHIC COMPETITION**

**ЛЕНТА НОВОСТЕЙ
OIL & GAS NEWS**

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

40



**СРЕДНЕАЗИАТСКИЙ КЛОНДАЙК
CENTRAL ASIATIC KLONDIKE**

50

56

**СТАТИСТИКА
STATISTICS**

62

EDITOR IN CHIEF

Igor Len Zhuk (cttimes@gin.by)

SCIENTIFIC CONSULTANT

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

STYLE EDITOR

Tatiana Krytskaya

COMPUTER MAKING UP & DESIGN

Valentyna Oganasyan

MARKETING AND ADVERTISING DIRECTOR

Alexey Mikheyev (info@crkt.ru)

TRANSLATION

Yuriy Sukhoruchenko

SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION

Yulia Gorshkova (magazine@crkt.ru)

MAGAZINE HAS BEEN PREPARED

FOR PUBLICATION BY:

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

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

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

Edition: 2000 copies
The first party: 1000 copies

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

Registration number ПИ № 77-16977

SUBSCRIPTION:

"COILED TUBING TIMES" magazine - published
quarterly.

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

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

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

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

The Magazine offers a cooperation to advertisers
and persons concerned.

ADVERTISERS

"Informaciya i investicii" publishing house

ITE Group PLC

FID Group

Foremost Company LP

Schlumberger

CTES



Продолжаем наш рассказ о высших учебных заведениях, в которых осуществляется подготовка и повышение квалификации специалистов колтюбинговой отрасли, проводятся научные исследования. В четвертом и одиннадцатом выпусках журнала мы уже знакомили вас с учебным процессом в РГУ нефти и газа им. Губкина. Планируем вернуться к рассмотрению российского опыта в сентябре, а сегодня предлагаем вашему вниманию материал о научной работе консорциума университета города Талса в Соединенных Штатах.

We continue our story on institutions of higher education, that train and raise the level of specialists for coiled tubing industry, conduct scientific researches. In the fourth and eleventh issue of our magazine we told about education in Gubkin Russian State University of Oil and Gas. We plan to review Russian experience in September, and today we offer you materials on Consortium research activity in Tulsa University (USA).

УНИВЕРСИТЕТ г. ТАЛСА ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ КОНСОРЦИУМ ВОПРОСОВ МЕХАНИКИ ГИБКОЙ ТРУБЫ (TUCTMRC)

THE UNIVERSITY OF TULSA COILED TUBING MECHANICS RESEARCH CONSORTIUM

ИСТОРИЯ И ДОСТИЖЕНИЯ

Исследовательский консорциум механики гибкой трубы (TUCTMRC) был учрежден в 2000 году, опираясь на успешные исследования, проводимые в университете города Талса с 1989 года. Исследования включали моделирование пластичности и усталостного поведения гибкой трубы и два исследования JIP по изучению удлинения, увеличения диаметра и влияния дефектов поверхности трубы на сопротивление усталости. Были проведены тысячи тестов с образцами труб с помощью двух уникальных испытательных стендов. Анализы результатов привели к точному моделированию вздутия и удлинения гибкой трубы при сложных, реалистичных нагрузках, настройке алгоритмов прогноза срока службы трубы по всему миру и новым интересным открытиям о влиянии поверхностных повреждений на усталостную долговечность гибкой трубы и разработку разумных, поддающихся количественному определению стратегий устранения дефектов, обнаруженных на месторождении. Текущее исследование имеет целью расширить возможности и надежность текущих моделей наряду с разработкой новой технологии с незамедлительной экономией.

HISTORY & ACCOMPLISHMENTS

The TUCTMRC was established in the year 2000, based on successful CT mechanics research conducted at The University of Tulsa since 1989. This included efforts to model the plasticity and fatigue behavior of coiled tubing, and two JIP's to study (1) elongation and diametral growth, and (2) the influence of surface defects on fatigue resistance. Thousands of tests have been conducted on tubing samples using two unique CT test fixtures. Analysis of these results has resulted in (a) the accurate modeling of CT ballooning and elongation under complex, realistic loading histories, (b) the tuning of fatigue life prediction algorithms operating worldwide, (c) new and interesting discoveries about the influence of surface defects on the fatigue life of CT and (d) the development of sound, quantifiable repair strategies for defects discovered in the field. Current research is focused on expanding the scope and reliability of current models, as well as the development of new technology with immediate cost saving

ЦЕЛИ КОНСОРЦИУМА

Обеспечить промышленность источником исследований, посвященных нашему пониманию сложных факторов, которые контролируют прочность конструкции и механическое поведение гибкой трубы.

GOAL OF THE CONSORTIUM

To provide the industry with a source of ongoing research to enhance our understanding of the complex factors that control the structural integrity and mechanical behavior of coiled tubing.

ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ

- Лучшее понимание основ поведения гибкой трубы;
- разработка практического, оперативного руководства и программных инструментов;
- подготовка инженеров для работы с механикой гибкой трубы.

MAIN OBJECTIVES

- To better understand fundamental CT behavior;
- To develop PRACTICAL, operational guidelines and software tools;
- To train graduate engineers coiled tubing mechanics.

ТЕКУЩИЕ ПРОЕКТЫ

- Проверка гибкой трубы (корреляция сигналов от разрушающих испытаний с усталостью);
- поверхностные повреждения и усталость (в дополнение к текущим базам данных);
- стратегии ремонта на месторождении;
- разработка положений об обслуживании на месторождении.

CURRENT PROJECTS

- Coiled Tubing Inspection (correlating NDE signals with fatigue);
- Surface Defects & Fatigue (expanding current data bases);
- Field Repair Strategies ;
- Development of Field Service Guidelines.

ВЕРОЯТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ БУДУЩИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

- Усталость;
- коррозия;
- проверка и неразрушающие испытания;
- обработка материала для повышенной стойкости;
- удлинение, рост диаметра;
- отслеживание глубины;
- сварка (на месторождении и производстве);
- характеристики монотонности по усталости;
- эрозия;
- конструкция инструмента и оборудование для спуска.

ДВЕ УНИКАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ

Две уникальные системы для проведения испытаний с возможностью циклических нагрузок трубы до 3,5 дюйма при давлении до 10000 psi (возможно более высокое давление) по радиусу изгиба от 48 до 72 дюймов. Оборудование на картинке слева может оказывать осевую нагрузку до 120000 фунтов, в то время как труба находится в прямом положении.



Two unique testing systems, capable of cycling samples up to 3.5" in diameter at pressures up to 10,000 psi (higher pressures possible), over bending radii from 48 to 72 inches. The machine on the left can also apply an external axial load up to 120,000 lbs, while the tubing is straight.

За дополнительной информацией обращайтесь:
Steven M. Tipton, Ph.D., P.E.
Mechanical Engineering Department
600 South College Avenue
Tulsa, OK 74104
918-631-2994 / smt@utulsa.edu



— For information contact:
Steven M. Tipton, Ph.D., P.E.
Mechanical Engineering Department
600 South College Avenue
Tulsa, OK 74104
918-631-2994 / smt@utulsa.edu

ОБЗОР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ИССЛЕДОВА- ТЕЛЬСКОГО КОНСОРЦИУМА МЕХАНИКИ НЕПРЕРЫВНОЙ ТРУБЫ УНИВЕРСИТЕТА ГОРОДА ТАЛСА (СТМРС), ФЕВРАЛЬ 2005 г.

Исследовательский консорциум механики гибкой трубы университета города Талса (СТМРС) в настоящее время работает над осуществлением двух взаимосвязанных проектов для проверки (1) воздействия дефектов на усталостное поведение гибкой трубы и (2) способности определения степени тяжести повреждений с помощью методов электромагнитного контроля утечек трубы (MFL).

В результате исследования труб с дефектами и без них был собран большой объем информации. Она была скомпонована в полную базу данных, которая включает информацию по усталости, данные проверки MFL от каждого повреждения и подробные фотографии каждого повреждения. С использованием этой информации был создан алгоритм, способный прогнозировать воздействие дефекта определенного размера и формы на усталостную долговечность. Эта программа позволяет выполнить оценку эффективности устранения дефектов. Цифры в конце каждого документа демонстрируют пример использования программы.

Электромагнитный контроль утечек трубы (MFL) в настоящее время является наиболее удачным методом проверки гибкой трубы. Однако сейчас он используется только для определения наличия дефектов. Исследования СТМРС показали многообещающие результаты нашей способности собрать количественную информацию от сигналов MFL о физической геометрии дефектов, которые

POTENTIAL FUTURE RESEARCH AREAS

- Fatigue;
- corrosion;
- inspection & NDE;
- rotation;
- material processing for enhanced endurance;
- elongation, diametral growth;
- depth monitoring;
- welding (field & manufacturing);
- monotonic vs. fatigue properties;
- erosion;
- tool design & deployment hardware.

TWO UNIQUE TESTING SYSTEMS

MECHANICAL ENGINEERING DEPARTMENT TULSA UNIVERSITY COILED TUBING MECHANICS RESEARCH CONSORTIUM CONSORTIUM OVERVIEW FEBRUARY, 2005

The University of Tulsa Coiled Tubing Mechanics Research Consortium (CTMRC) is currently conducting two complementary projects to examine (1) the influence of defects on the fatigue behavior of coiled tubing and (2) the ability of magnetic flux leakage (MFL) inspection techniques to quantify the severity of a defect.

An extensive amount of data has been accumulated from tubing with and without defects. The information has been compiled into a comprehensive database which includes fatigue data, MFL signatures from each defect and detailed photographs of each failure site. Using these data, an algorithm has been created that is capable predicting how a defect of a specific size and shape will influence fatigue life. The program also estimates the effectiveness of repairing defects. The figure at the end of this document shows an example of how the program can be utilized.

Magnetic Flux Leakage (MFL) is currently the most successful technique for inspecting coiled tubing. However, MFL technology currently is only used to detect the presence of a flaw. CTMRC research has shown promising advances in our ability to extract quantitative information from MFL signals about the physical geometry of the defects that created them, as well as the influence of the defect on the fatigue life.

Deliverables from the project for the current year are listed below:

1. Expanded fatigue testing matrix (including, broader coverage of wall thicknesses, flaw geometries, means of



их создают, равно как о и влиянии дефекта на усталостный срок службы.

Отчетные сведения по проекту за текущий год:

1. Расширенная матрица испытаний на усталость (включая широкий охват толщины стенок, геометрию дефектов, средства приложения, предварительное состояние усталостной долговечности, когда появляется дефект, вмятины от клиньев).
2. Обновленная версия программы FlexorTU5.
3. Компьютеризированная база данных (написана в MS Access), связанная с таблицей в Excel, для помощи при фильтрации и анализе данных.
4. Настольная система MFL, которая используется для сбора знаков рассеивания радиального и осевого потоков от каждого образца, проверяемого на усталость. Целью является построение большой базы данных для прямой корреляции между сигналом MFL и усталостью. Данные включаются в базу для каждого обнаруженного дефекта.
5. Результаты проверки рассеивания магнитного потока также были получены от INEL (Национальные машиностроительные лаборатории Айдахо) для дополнения картины испытаний, проводившихся в CTMRC. INEL разрабатывает недорогую систему преобразователей с интегрированным алгоритмом обработки сигнала, основанным на результатах исследования рассеивания магнитного потока.
6. Проведен анализ по методу конечных элементов на основании явления MFL, результаты использованы для дополнения экспериментальной части проекта. Результаты FEA обеспечивают комплексное понимание рассеивания магнитных полей вокруг экспериментально исследованных дефектов. Результаты позволяют качественно оценить воздействие геометрии на характерные признаки метода MFL.
7. Опытный образец алгоритма обработки сигнала рассеивания магнитных полей будет разработан на основе анализа буквально сотен сигналов, полученных в ходе исследования дефектов известных геометрий (форм).

Исследовательский консорциум механики гибкой трубы проводит обширное исследование для более полного понимания поведения и механики материала. Однако окончательной целью исследования является облегчение эксплуатации гибкой трубы наиболее эффективным и безопасным способом. Практическое применение технологий исследовательского консорциума механики гибкой трубы для эксплуатации уже возможно благодаря алгоритму FlexorTU4, который непрерывно совершенствуется в отношении точности, широты и простоты применения. Также результаты уже предоставляют ценное руководство в отношении отрасли NDE о разработке наиболее надежной и эффективной системы проверки магнитного рассеивания потока специально для колтубинговой отрасли.

Для того чтобы принять активное участие в исследовании и получить доступ к ценной информации, пожалуйста, обращайтесь к Стиву Типтону:

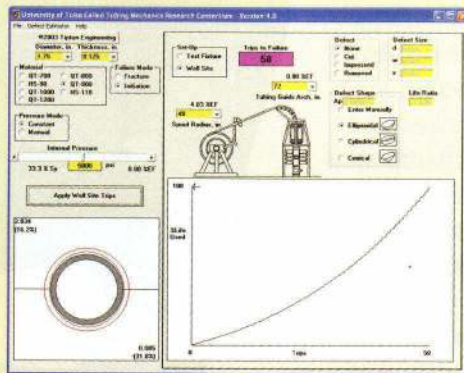
Steve Tipton, 918-631-2994 (TU), 918-850-0252 (моб) или smt@utulsa.edu.

imposition, previous fatigue state of the sample when the defect is introduced, slip marks).

2. An updated version of the FlexorTU5 field application software.
3. Computerized database (written in MS Access) with a linked Excel workbook to assist with data filtering and analysis.
4. A benchtop MFL inspection system is being used to collect radial and axial flux leakage signatures from every fatigue testing sample. The intent here is to build a large database for direct correlation between MFL signal and fatigue. Signatures are included in database for every defect tested.
5. MFL inspection results are also being obtained from the INEL (Idaho National Engineering Laboratories) to complement inspection testing taking place at the CTMRC. INEL is developing a low-cost transducer system, with an integrated signal processing algorithm based on CTMRC research results.
6. Finite element analyses are being conducted on the MFL phenomenon, and the results are being used to supplement the experimental portion of the project. The FEA results provide a comprehensive understanding of the flux leakage fields around defects being examined experimentally. The results allow us to quantitatively assess the influence of geometry on MFL signatures.
7. A prototype MFL signal processing algorithm will be developed, based on the analysis of literally hundreds of signals from known defect geometries.

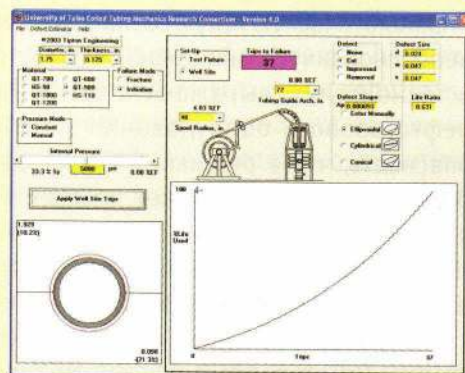
The CTMRC conducts fundamental research to more clearly understand material behavior and mechanics. However, the ultimate goal of this research is to facilitate the field use of coiled tubing in the most efficient and safe manner. The practical application of CTMRC technology to field applications is already possible, via the FlexorTU4 algorithm, which is continually improving in terms of accuracy, range of applicability and ease of use. Also, results are already providing valuable guidance to the NDE industry about how to design the most reliable and efficient MFL inspection systems specifically for the coiled tubing industry.

To take an active part in this research and gain access to these valuable deliverables, please address inquiries to Steve Tipton, 918-631-2994 (TU), 918-850-0252 (cell) or smt@utulsa.edu.



1. Результаты работы программного обеспечения FlexorTU для гибкой трубы без дефектов 1,75" 90 ksi при 5000 psi.

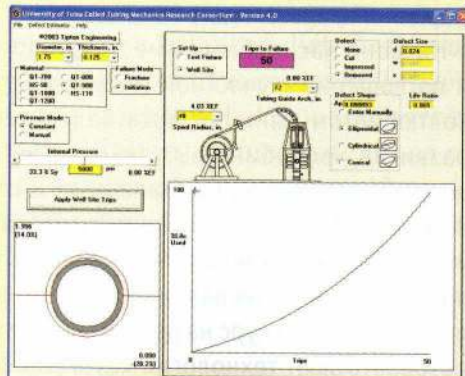
FlexorTU program output for defect-free 1.75" 90 ksi tubing at 5000 psi



2. Результаты работы программного обеспечения FlexorTU для аналогичной трубы с вмятиной глубиной 0,024".

Program output for same tubing with a 0.024" deep external pit 90 psi при 5000 psi.

3. Ожидаемый срок службы при условии удаления вмятины посредством шлифовки стенки при помощи процедур, указанных в исследовании. Expected life if pit is removed by grinding wall using repair procedure defined by research



ОБУЧЕНИЕ/EDUCATION

НЕ ВМЕСТО, А ВМЕСТЕ

В условиях уменьшения запасов нефти и газа особое значение приобретают повышение нефтеотдачи истощенных месторождений и разработка участков со сложными геолого-техническими условиями. В связи с этим растет спрос на новые технологии и методы повышения нефтеотдачи пластов.

Многолетняя российская традиция содержать сервисные подразделения в составе вертикально-интегрированных компаний не способствует гибкому реагированию на запросы отрасли. Острая потребность в новых подходах послужила поводом к тому, что на российский рынок хлынул поток зарубежных компаний. Аутсорсинг — привлечение подрядчиков для работ на месторождениях — стал обычным явлением. Хорошо чувствуют себя на российском рынке мировые лидеры сервисных услуг «Шлюмберже», «Халлибуртон» и «Бейкер Хьюз». К примеру, за последний год поставки оборудования «Халлибуртон» только в Тюменскую область выросли в два раза, а услуг по цементированию оказано в шесть раз больше, чем за предыдущий год.

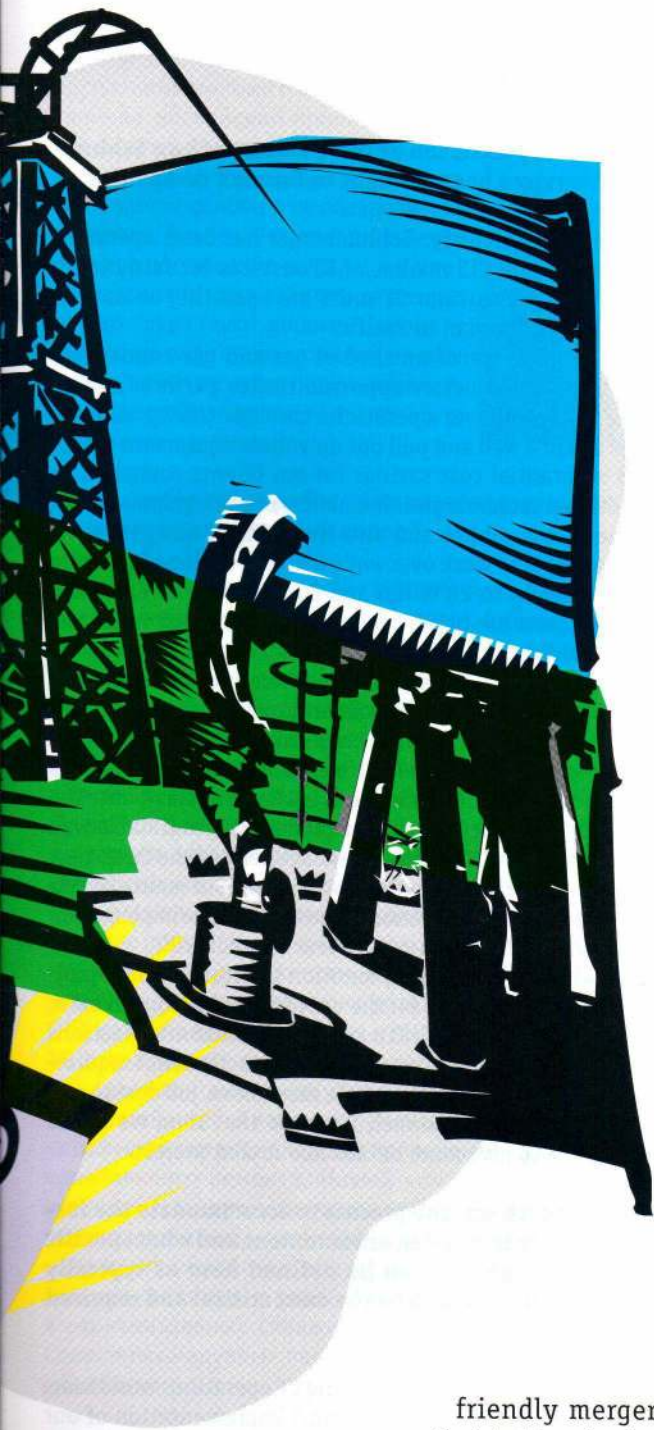
Процесс интеграции зарубежных сервисных компаний в отечественный нефтегазовый сектор — безусловно, накопительное явление, так как способствует привнесению в Россию прогрессивных технологий, оборудования, традиций и культуры работы, открытию новых рабочих мест. В то же время специалисты отмечают и минусы этого процесса. Опасение, что «российская нефтянка садится на «технологическую иглу», сознательно обрекая себя на необоснованную зависимость от иностранной техники и технологий», выражают в Союзе производителей нефтегазового оборудования (СПНГО). Существует опасность, что в результате структурной перестройки сервисного сектора может наступить его чрезмерная концентрация в руках иностранных компаний. Учитывая тенденцию слияния компаний, в недалеком будущем рынок может оказаться поделенным между несколькими крупными зарубежными компаниями и привести к монополизации сервисного рынка. Это требует отслеживания ситуации и принятия своевременных протекционистских мер со стороны государства.

На фоне масштабных и не всегда дружественных слияний и поглощений с участием гигантов сервисного рынка ситуация с колтюбингом выглядит пока более-менее благополучно. На нынешнем этапе развития колтюбинговых технологий в России наблюдается сбалансированное распределение заказов между западным и отечественным сервисом. Успешно используют зарубежных подрядчиков для выполнения заказов «Сибнефть» и «ЮКОС». В то же время заполнивший рынок установками собственного производства ФИД провел технический ликбез среди широкого ряда компаний. Патриотическая позиция руководства и трудовой героизм рядовых сотрудников этих компаний позволили взять курс на независимый колтюбинговый сервис. Силами собственных подразделений успешно разрабатывают технологии «Сургутнефтегаз», «Газпром», «Башнефть», «Татнефть».





NOT INSTEAD OF BUT ALONG WITH



On the assumption of depleting reserves of oil and gas, a significant importance is given to stimulation of depleted fields and development of sites with complicated geotechnical conditions. In connection with the above mentioned there is an increasing demand for new technologies and approaches towards oil recovery stimulation.

A long standing Russian tradition to have servicing departments in vertically-integrated companies does not facilitate the flexible response to industry requirements. The need for new approaches served as a reason for that there grew a number of foreign companies on Russian market. Outsourcing – the attraction of contractors for the fields activities became an everyday occurrence. World leading service providers Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes have strong positions on the Russian market. For example the equipment supply of Halliburton equipment within the last year to the Tyumen region grew in two times, and cementing services has been rendered in six time more comparing to the last year.

The integration of foreign companies into domestic oil and gas sector is an accumulative event, as it facilitates appearance of progressive technologies in Russia as well as equipment, traditions and working culture, creation of new working places. At the same time specialist note the disadvantages of the process. The menace, that Russian oil industry is getting addicted to technology, condemning to the unjustified dependency on foreign equipment and technologies is expressed by Union of oil and gas field equipment manufacturers. There exists a menace that as a result of structural rebuilding of servicing sector there could appear its enormous concentration under control of foreign companies. Taking into account the trend of corporate merger, in the future the market could be divided among several big foreign companies and lead to sector monopolization. This requires tracing and taking preventative measures from the state side.

Against a background of huge and not always friendly mergers with giants of the servicing market, the situation with coiled tubing looks more or less safely. On the present stage of coiled tubing technologies development in Russia there is observed a balanced distribution of orders among western and domestic services. Foreign contractors have successfully been employed by Sibneft and Yukos. At the same time FID, the company that flooded market with its equipment, conducted a campaign against technical illiteracy among wide range of companies. The patriotic attitude of the management and labor heroism of average executives allowed these companies to aim at independent coiled tubing service provision. Surgutneftegaz, Gaprom, Bashneft and Tatneft are successfully developing coiled tubing technologies by own strength of the departments.

ОТ КАСПИЙСКОГО МОРЯ ДО ТИХОГО ОКЕАНА

Интервью со Станиславом Заграничным,
ведущим инженером по реализации услуг
колтюбинга «Шлюмберже» в России

Interview with Stanislav Zagranichniy,
CT technical sales manager
in Russia, Schlumberger

FROM CASPIAN TO PACIFIC

ВК: Расскажите, пожалуйста, немного об истории внедрения услуг «Шлюмберже» в области колтюбинга в российских компаниях.

Станислав Заграничный: Компания «Шлюмберже» присутствует на рынке услуг с ГНКТ в России и СНГ уже достаточно давно — с 1997 года. Сегодня наши установки работают на территории от Каспийского моря до Тихого океана.

Первые колтюбинговые проекты стартовали на газовых и газоконденсатных месторождениях, то есть там, где возможность выполнения широкого спектра ремонтных работ через ГНКТ без необходимости глушения скважин и извлечения внутрискважинного оборудования позволяла заказчикам существенно сэкономить по сравнению с традиционными методами. Надежность оборудования, забойных компоновок ГНКТ и опыт персонала позволяют производить ремонт скважин с устьевым давлением до 700 атм при содержании сероводорода до 28 % и углекислого газа до 14 %. В настоящее время все эти проекты успешно продолжаются, а спектр применяемых технологий постоянно расширяется.

В Западной Сибири применение колтюбинга ведется с конца 90-х годов. Несмотря на то, что более 90 % всех нефтяных скважин находятся на механизированном способе добычи, технологии ГНКТ имеют значительное преимущество благодаря возможности проведения работ на пониженном забойном давлении. Поэтому основным применением ГНКТ явилась очистка скважин после ГПП. Именно тот факт, что с помощью ГНКТ оказалось возможным достижение максимального потенциала и устойчивой работы скважин, и предопределил выбор заказчиков в пользу данной технологии. В настоящее время наши усилия направлены на дальнейшее сокращение времени операций за счет внедрения интегрированной системы промывок PowerCLEAN*.

Особенно хочется отметить начало нового проекта на Сахалине, где планируется использовать колтюбинг на рекордных с точки зрения глубины (более 10000 м) и отхода от вертикали (более 6000 м) скважинах. Выполнение работ на таких скважинах предъявляет совершенно иные требования к оборудованию, компоновкам, моделированию и квалификации рабочего персонала ГНКТ. Надеемся, что у нас появится возможность рассказать об этом проекте в самое ближайшее время.

ВК: Легко ли прижился зарубежный опыт на отечественной почве, какие особенности и проблемы проявились как типично российские? Что оказалось самым важным и потребовало наибольшего внимания?

Огромный опыт в выполнении работ с ГНКТ во всех частях земного шара, несомненно, позволил приступить к реализации наших российских проектов, что называется, с ходу, без ущерба безопасности и качеству выполнения работ. Естественно, операции в России потребовали некоторых дополнительных усилий, связанных в первую очередь со значительной удаленностью месторождений, а также огромными расстояниями, которые требуется преодолевать, для того чтобы быть там, где это необходимо нашим заказчикам. Наибольшего внимания

CTT: Could you, please, tell us some history of how Schlumberger CT services been brought to Russian companies.

Stanislav Zagranichniy: Schlumberger has been operating in the Russian and CIS market of CT services for fairly long: since 1997. At present our CT units are operating across the vast region from Caspian to Pacific.

First CT projects were launched at gas and gas-condensate fields that provided better opportunities to perform a large assortment of workover operations through tubing without the need to kill a well and pull out downhole equipment which enabled substantial cost savings for our Clients compared to the traditional technologies. Reliability of our equipment and downhole CT assemblies and also the skills of our personnel makes it possible to work over wells with the wellhead pressure up to 700 atm, up to 28 % H₂S and CO₂ up to 14 %. Currently all these projects are being successfully continued while the applied CT technologies are continuously developing.

In Western Siberia CT technologies were introduced in late nineties. Though over 90 % oil wells are produced using artificial lift, CT technology can provide substantial advantages as the downhole operations can be performed at drawdown. That is why one of the main CT applications is after frac clean out. The opportunities to achieve maximum productivity and stable well operation offered by CT technologies have defined the Customers choice in favor of this technology. At present our main effort is to further reduction of operations time through the implementation of an integrated clean-out system PowerCLEAN*.

I would also like to specially mention the start of a new project at Sakhalin which calls for the use of CT technology in extra deep wells (over 10000m) with super long horizontal sections (over 6000m). Operations on such wells specify strict requirements on the equipment, downhole assemblies, job design and qualifications of CT personnel. We hope that soon we would have a chance to give more details about that project.

CTT: How smooth was the process to accommodate the foreign experience to Russian environment and what specific features and problems can be defined here as typically Russian? Which proved to be the most critical and required most attention?

Our broad experience in performing CT operations worldwide, with no doubt, has allowed us to start implementation of our Russian projects 'on the fly' without jeopardizing safety and quality of the services. Naturally, the operations in Russia required some extra effort which was due mainly to the remoteness of the oilfields and immense distances to be covered so that we could reach the locations required to our Clients. Most attention was required to ensure complete self-sustainability of our CT fleets (which means providing them with a full level of auxiliary equipment) in the conditions marked by poor infrastructure, lack of technological vehicles, lack of warehouse and repair facilities etc. That very need for a full self-sustainability was the main typically Russian problem as the common practice in the most countries is to employ support vehicles and equipment from third contractors and not to use our own

потребовало решение вопроса полной автономии флотов ГНКТ (имеется в виду их полная укомплектованность вспомогательной техникой) в условиях иногда полного отсутствия инфраструктуры: технологического транспорта, складских и ремонтных помещений и т.п. Именно необходимость быть полностью автономными и явилась главной типично российской проблемой, так как в остальных странах принято привлекать вспомогательную технику на контрактной основе, а не обзаводиться ею самим. Тем не менее мы приняли эти правила российского рынка и в настоящее время готовы работать везде, где только существуют дороги. Дороги, а вернее их отсутствие является, на наш взгляд, не менее серьезной проблемой, однако ее обсуждение — это тема для отдельного разговора.



Фото В. Гуцун/Photo V.Gushchin

ВК: На какие виды работ с использованием колтюбинга существует наибольший спрос?

В основном комплекс услуг колтюбинга в России связан с циклом работ по гидроразрыву пласта. В большинстве случаев такие услуги включают в себя работы по нормализации забоя скважины после проведения ГРП с применением загеленных, пенных и азотированных жидкостей с последующим азотным газлифтом. Существует и потребность удаления твердых пробок методами разбуривания, фрезерования, а также гидромониторных обработок высокого давления. В частности, применяемая нами технология JetBLASTER* позволяет эффективно при минимальных временных затратах решить многие проблемы, связанные с различного вида отложениями в стволе скважины. Данная технология успешно применяется нами для заказчиков как во всем мире, так и в России в частности. Применение JetBLASTER* для удаления отвердевших корок, возникших в ходе проведения ГРП, успешно ведется начиная с 2002 года. Мы провели более 10 операций, все они явились успешными.

В целом колтюбинг как универсальное средство доставки жидкостей и забойного инструмента «точно в цель» обладает большим потенциалом для проведения различных видов капитального ремонта. Нашей компанией с одинаковой успешностью осуществляются работы по исправительному цементированию, интенсификации притока с помощью кислотных обработок призабойной зоны, очистке щелевых хвостовиков и удалению корок бурового раствора в горизонтальных скважинах, применению одинарных и сдвоенных надувных пакеров для селективной зональной обработки и т.д.

ВК: Насколько российские добывающие компании демонстрируют готовность к аутсорсингу, то есть привлечению сторонних подрядчиков для выполнения функций поддержки основного бизнеса? Сложно ли находить заказы?

На рынке России исторически сложилась ситуация, когда многие крупные компании имеют в своем составе сервисные подразделения, в число которых также входит и колтюбинг. До недавнего времени имеющихся в наличии технологий хватало для покрытия объема работ колтюбинга в рамках проводимого капитального ремонта. Однако с усложнением методов разработки и добычи, а также повышающимися требованиями

auxiliary equipment. However, we have accepted these specific features of the Russian market and presently we are prepared to work anywhere where only roads exist. The roads and, more precisely, the lack of such, is, in our opinion, the equally big problem, though its discussion is quite a different subject.

СТТ: Which CT services are in greatest demand?

Generally the CT services scope in Russia is part of a frac job cycle. In most cases such services include bottomhole post-frac clean-out operations using gelled, foamed and nitrified fluids with further N2 gas lift. Also there is a demand for hydrate plug removal by drilling, cutting or jet blasting. particularly, our JetBLASTER* technology provides an effective and fast solution to many wellbore scaling problems. This technology has been successfully used for the Clients both in Russia and internationally. JetBLASTER* technology to remove compacted sand plugs formed as a result of frac operations has been successfully used since 2002. More than 10 performed jobs were 100 % successful.

In general, CT technology provides flexible means to deliver fluids and downhole tools 'right to the required depth' and open great potentialities for various types of well capital workover operations. The company obtained the same success in performing jobs on remedial cementing, bottom zone acid treatment stimulations, slotted liner cleanup and mud cake removal in horizontal wells, single and straddle inflatable packer applications for selective zone treatment etc.

СТТ: To what extent are the Russian oil and gas companies ready for 'outsourcing' i.e. to employ third party contractors to perform the functions to support their main business process? How difficult is to source contracts?

Historically the situation in the Russian market has evolved so that many big oil companies have service subsidiaries including those providing CT services. Until recent the existing technologies sufficed for CT operations within the workover programs. However, as development and production technologies become more and more complicated and in view of the ever growing requirements to operations safety and efficiency, many operating companies realize the need in new technologies whose development and implementation requires bigger investment and more time. In view of this, they more and more focus on the service companies having the required technologies and experience. Initially, our company set the main goal

к эффективности и безопасности работ во многих компаниях-операторах растет осознание необходимости применения новых технологий, разработка и внедрение которых требует значительных финансовых и временных затрат. В связи с этим все большее внимание обращается на специализированные сервисные компании, обладающие необходимым опытом и технологиями. Наша компания изначально поставила своей целью быть лидером в сфере новых технологий, для чего нами поддерживаются тесные связи с крупнейшими университетами и научными центрами, где ведутся совместные разработки в области материалов, инструмента, техники. Примерами такого сотрудничества является долговременный альянс «Шлюмберже» и ведущего производителя гибких труб — Precision Tube Technology, а также научного центра университета города Талса (Оклахома, США) в сфере физико-химических свойств материала гибкой трубы. Чтобы иметь возможность быстрого реагирования на нужды российских заказчиков, компанией «Шлюмберже» открыт Научно-исследовательский центр на базе МГУ в г. Москве.

Возвращаясь к вопросу о потребностях рынка России в колтюбинге, можно отметить, что спрос на такие технологии достаточно высок и на сегодняшний день превышает предложение.

ВК: Можете ли вы назвать компании, которые являются вашими заказчиками в России? Кто самый крупный заказчик?

Наша компания сотрудничает со многими крупными компаниями-операторами в Западной Сибири. Со многими у нас сложились долгосрочные партнерские отношения, для поддержания которых мы стараемся предложить на взаимовыгодной основе полный комплекс интегрированных технологических решений, имеющихся в арсенале «Шлюмберже», применимых для решения конкретных задач наших заказчиков. С нашей точки зрения, колтюбинг представляет собой уникальное средство для интегрирования различных технологий (бурение, геофизические исследования, заканчивание, освоение, интенсификация, исправительное цементирование и пр.) в единое технологическое решение, которое позволит заказчикам достичь поставленных задач более эффективно.

ВК: Некоторые зарубежные сервисные компании решаются на применение отечественных технологий и оборудования для снижения себестоимости услуг. Как обстоят дела у «Шлюмберже» в плане сотрудничества с российскими компаниями по приобретению новых технологий и оборудования?

Несомненно, нашей компанией рассматриваются технически и экономически обоснованные пути снижения себестоимости наших работ, включая и привлечение отечественных разработок. В этом аспекте нами ведутся переговоры с поставщиками оборудования и материалов на российском рынке и рынке ближнего зарубежья, в ходе которых уже на сегодняшний день определено несколько перспективных совместных проектов.

ВК: В чем отличие «Шлюмберже» от других сервисных компаний?

Ответ на этот вопрос, с нашей точки зрения, следует искать у наших заказчиков. Компанией «Шлюмберже» никогда не ставилась во главу угла максимизация прибыли. Без сомнения, мы являемся компанией, работающей на рынке нефтепромысловых услуг в целях реализации интересов

to be an industry leader in new technologies for which purpose we maintain close cooperation with the biggest universities and research centers to carry out joint work on research and development of new materials, tools and equipment. One example of such cooperation is the long-term alliance of Schlumberger Precision Tube Technology, the leading coil tubing manufacturer, and also with Oklahoma University, Tulsa, in the studies of CT material physical and chemical properties. To be able to quickly respond to the needs of the Russian customers Schlumberger has established the Research and Development Center in Moscow in conjunction with Moscow State University.

Getting back to the question regarding Russian CT market it can be pointed that the demand for this technology is rather high and presently it exceeds supply.

CTT: Could you give some examples of your clients in Russia? Which is the biggest client?

Our company conducts business with many big operators in Western Siberia. With many we have long-term business relations that we endeavor to promote by offering on a mutually beneficial basis a full package of integrated proprietary solutions to meet certain requirements of our customers. Our point is that CT technology provides unique means for the combining of various technologies (drilling, geophysical, completion, stimulation, remedial cementing) into a one integrated technological solution allowing our clients to achieve maximum efficiency.

CTT: Some foreign service companies choose Russian technologies and equipment to cut down the cost of services. What is the Schlumberger policy in regard to cooperation with the Russian companies on the acquisition of new technologies and equipment?

Surely, our company considers technically and economically justified ways to reduce the cost of our services including the usage of Russian technologies and equipment. In that regard we are negotiating with the Russian and CIS suppliers of materials and equipment so that at present we already been able to outline some promising joint projects.

CTT: What is the difference between Schlumberger and other service companies?

We think that you should better address this question to our clients. Schlumberger has never regarded gaining maximum





наших акционеров. Тем не менее мы осознаем, что данные интересы не будут обеспечены без существенных постоянных инвестиций в подготовку инженерно-технического состава и разработку новых технологий. Нами налажены связи с лучшими учебными заведениями во всех странах, где мы присутствуем, по набору перспективных и одаренных молодых специалистов. Все они проходят многоступенчатую техническую подготовку в наших учебных центрах в США и Великобритании. Основой кадровой политики является диверсификация персонала, примером которой может служить тот факт, что в составе компании работают представители более чем ста национальностей, имеющих абсолютно равные возможности и занимающие различные посты — от оператора оборудования до высшего руководства компании. То же можно сказать и о политике привлечения местных кадров на локальных рынках. Можно отметить, что в России около 95 % сотрудников «Шлюмберже» являются гражданами России, эта цифра постоянно увеличивается.

Также наша безоговорочная приверженность безопасности работы, неприемлемость компромиссов в отношении риска для жизни и здоровья людей, безопасности оборудования и сохранения окружающей среды укрепляют уверенность наших заказчиков в том, что предоставляемые нами услуги будут проведены по самым высоким стандартам.

profit as its main objective. Of course we are the company operating at the oilfield services market to pursue the interests of our shareholders. However, we realize that this goal cannot be achieved without substantial and continuous investments into engineering and technical personnel training and development of new technologies. We maintain connections in the best educational institutions in all countries we operate in to attract prospective and talented new generation. All newly employed specialists pass multistage technical training in our training centers located in North America and Great Britain. The backbone of our HR policies is personnel diversification one example of which is the fact that the company employees represent over one hundred different nationalities having absolutely equal career opportunities and filling various positions from equipment operators to senior management. The same applies to the employment of local staff at local geomarkets. Respecting the Russian geomarket of Schlumberger it can be pointed that about 95 % of company employees are the residents of Russia which percentage continues to grow.

Also our adamant commitment to operational safety, unacceptability of any compromise regarding any safety risk to life, health, equipment or environment, continue to strengthen the confidence of our clients in that our services would be provided to the superior standards.

24

Станислав Заграничный

Дата рождения: 19 ноября 1975 г.

Стаж работы в Шлюмберже:

- январь 2005 г. – настоящее время – ведущий инженер по реализации услуг колюбинга в России,
- январь 2004 г. – январь 2005 г. – инженер-технолог по услугам колюбинга,
- март 2003 г. – декабрь 2003 г. – ведущий инженер по услугам колюбинга, Нигерия,
- август 2001 г. – февраль 2003 г. – полевой инженер по услугам колюбинга, Нигерия,
- ноябрь 1999 г. – август 2001 г. – полевой инженер по услугам колюбинга, Казахстан

Stanislav Zagranichny

Date of birth: 19 November 1975

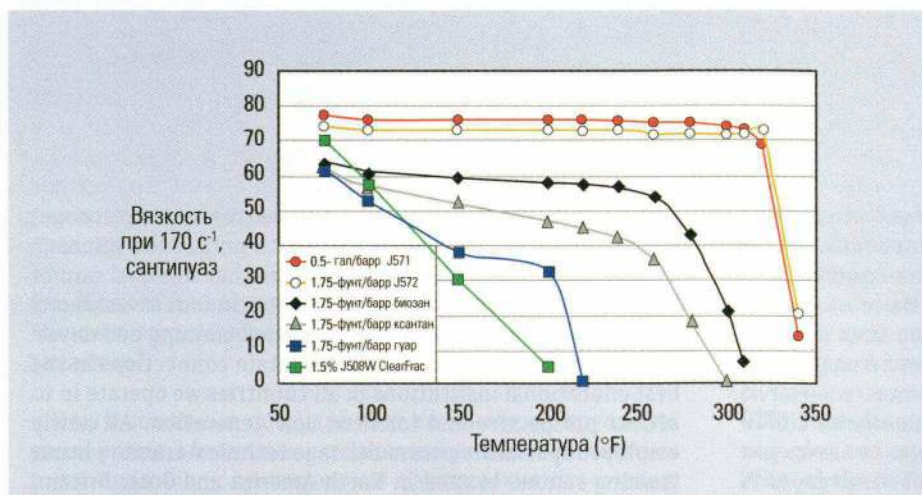
Job experience:

- January 2005 – present – Technical Sales Engineer, Coiled Tubing, Russia,
- January 2004 – January 2005 – Technical engineer, Coiled tubing services, Kazakhstan,
- March 2003 – December 2003 – Staff engineer, Coiled tubing services, Nigeria,
- August 2001 – February 2003 – Field Engineer, Coiled Tubing Services, Nigeria,
- November 1999 – August 2001 – Field Engineer, Coiled Tubing Services, Kazakhstan



ТЕМА НОМЕРА/COVER STORY

Несмотря на то, что прогрессивные технологии очистки ствола активно применяются для удаления песка и прочих отложений, оптимального проведения такой операции они пока не обеспечивают. Передовая система PowerCLEAN* превосходит возможности обычных методов очистки и обеспечивает эффективность при высоких температурах и любых углах наклона ствола.



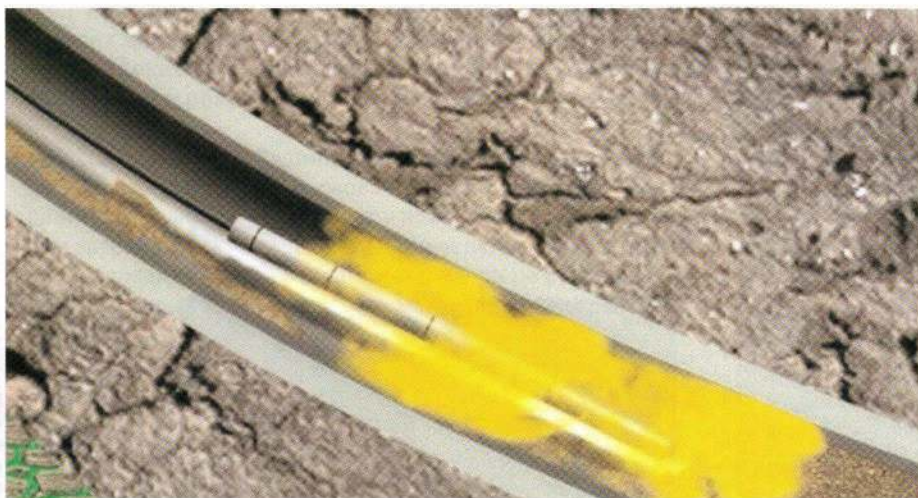
Реология различных промывочных жидкостей

Струйная очистка ствола способствует повышению дебита

Одной из добывающих компаний на месторождении в Мексиканском заливе потребовалось удалить бокситные отложения с кровли гравийной набивки для замены сетчатых фильтров. Диаметр спущенного хвостовика 3,5 дюйма, траектория ствола,

искривленная с максимальным углом 68°. Температура на глубине проведения очистки была ниже 200°F [93°C].

Планирование, построение модели и осуществление работ при точном мониторинге выносимых частиц проведены с применением передовой модульной системы PowerCLEAN. В результате спуска



Форсунки PowerCLEAN обеспечивают более эффективный вынос частиц в вихревом потоке.

оборудования на гибкой НКТ и ведения работ в соответствии с компьютерной моделью, за 12 часов извлечено более 5,4 тонны бокситов. При повторном спуске ГНКТ низ колонны встал на отметке канатного замка гравийного оборудования, что свидетельствует о полной очистке от бокситов. Дебит скважины поднялся с 14 куб м/сут до 70 куб м/сут.

Вихревое движение промывочной жидкости

Форсунки PowerCLEAN могут работать при более низких расходах жидкости по сравнению с обычными форсунками. Особый профиль отверстий создает вихревой поток жидкости, что позволяет полнее использовать энергию струи. Под её воздействием происходит смещение и захват частиц песка в промывочный поток таким образом, что предотвращает осаждение частиц при промывке и эффективно выносит песок на поверхность.

Новый промывочный раствор с низким коэффициентом трения и уникальными свойствами при работе в условиях повышенной температуры позволяет достигать в системе более высокого расхода без наращивания давления нагнетания, что повышает эксплуатационную эффективность и безопасность системы. Мониторинг выноса частиц на поверхности в реальном времени позволяет настраивать параметры работ и свойства жидкости в соответствии с оптимальными требованиями.

Демонстрация новых возможностей очистки скважин с применением системы PowerCLEAN на месторождениях Мексиканского залива и в других регионах свидетельствует о её высокой эффективности и увеличении дебитов после обработки.

www.oilfield.slb.com/powerclean

Schlumberger

МЫ ПРЕДЛАГАЕМ ПОЛНЫЙ СПЕКТР СЕРВИСНЫХ УСЛУГ

Интервью с Заместителем Генерального Директора СЗАО «ФИДМАШ» Дмитрием Николаевичем Грибановским

Interview with Deputy General Director of CJSC FIDMASH
Dmitry Gribanovsky

WE OFFER A COMPREHENSIVE RANGE OF SERVICES

В.К.: Группа ФИД с самого начала выпуска колтюбинговых установок осуществляла их обслуживание силами своих подразделений. Когда и в связи с чем возникла потребность в выделении сервиса в отдельную структуру? Связано ли это с расширением функций?

Д.Н. Грибановский: Любой потребитель заинтересован в максимальной надежности приобретенного им оборудования. А это означает сокращение до минимума потерь, возникающих по техническим причинам при эксплуатации. Иными словами, все наши потребители заинтересованы в получении качественных сервисных услуг в максимально сжатые сроки и по как можно более низкой цене. Мы у себя на предприятии долго размышляли над этой дилеммой и пришли к единому мнению: необходимо создать мобильное подразделение, предоставляющее сервисные услуги и максимально приближенное к потребителю. При этом мы поставили стратегическую задачу: как можно больше расширить спектр предоставляемых услуг. Если раньше мы занимались главным образом устранением сложных отказов техники, то уже сегодня предлагаем полный спектр сервиса — от проведения текущего обслуживания (ТО1, ТО2 и т.п.) до модернизации ранее поставленной продукции. И это полностью соответствует мировой практике обеспечения высокого качества сервиса, для которого необходимо: уделять значительное внимание профилактическим мерам, направленным на максимальное сокращение отказов машин; строго выполнять при этом все технические регламенты, своевременно проводить упреждающие ремонты, не требующие больших затрат и не вызывающие длительного простоя машин; проводить обслуживание в течение планируемых простоев машин и в нерабочее время.

В.К.: Какие задачи ставит перед собой сервисное подразделение ФИД?

Самая главная стратегическая цель — безотказно работающее оборудование производства Группы ФИД у наших потребителей. Этого можно достичь, лишь активно действуя по двум направлениям: постоянно повышая качество выпускаемой Группой ФИД продукции и оказывая потребителю высококвалифицированный сервис, проводя активную политику по обучению его персонала, производя системную поставку запасных частей, оказывая потребителю информационную поддержку. Специально с этой целью для организаций, заключивших с нами контракты на сервисное обслуживание, действуют телефоны круглосуточной технической поддержки 8-(916) 8055890, 8-(916) 8055897, что вызывает многочисленные положительные отзывы, поскольку нередко нам удается решать возникшие у потребителя проблемы прямо по телефону.

Хочу отметить, что оба эти направления тесно взаимосвязаны. Ведь именно исходя из нашего опыта, опыта сервисной службы, конструкторы и технологи предприятий Группы ФИД получают данные о тех

CTT: FID group from the beginning of coiled tubing unit manufacturing provides servicing and maintenance activities with its own divisions. How and when there arose a need for establishment of a separate service division? Was it connected with expansion of service functions?

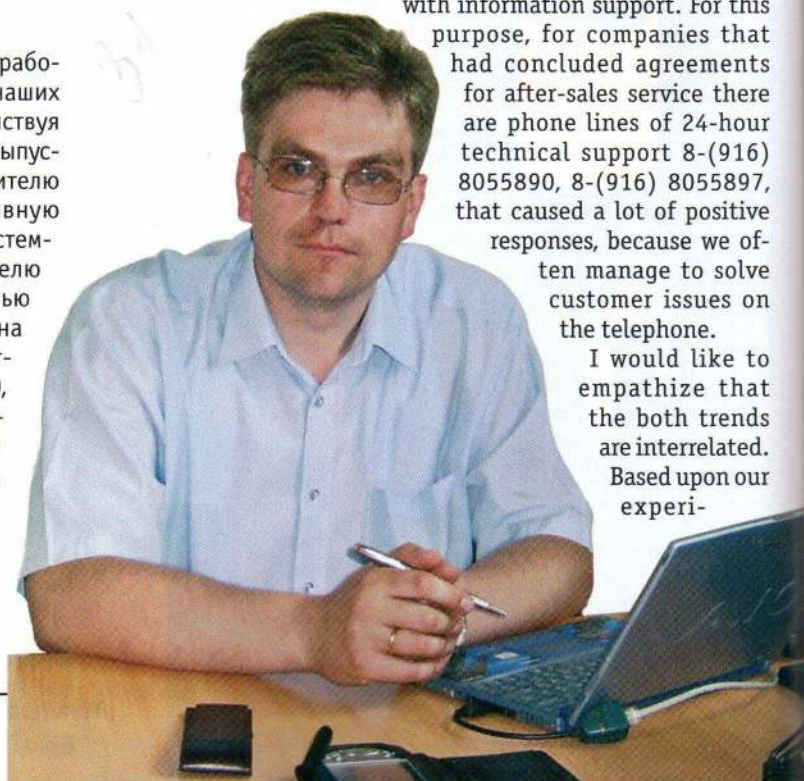
D. Gribanovsky: Any consumer is interested in maximum reliability of acquired equipment. This means reduction of losses, that arise due to technical reasons, to a minimum extent. In other words, all our consumers are interested in quality servicing within shortest time possible and at a lowest possible cost. At our enterprise we were thinking over this dilemma and came to consensus of opinions that we should establish a mobile division that would provide servicing and would be closer to customer. We assigned a strategic mission: to expand the servicing range as much as possible. We were busy with equipment failures before, but today we offer the comprehensive range of services — from current servicing to modernization of earlier supplied equipment. This fully corresponds the world practice of high level servicing, that requires preventive measures, aimed at maximum failures elimination, strictly adhere to all technical prescriptions and norms: duly conduct preventative servicing, that do not incur high costs and do not cause large periods of down time, conduct servicing within planned downtime and time off.

CTT: Which objectives does service department have?

The primary objective is to provide faultless equipment for our customers. This could be achieved actively following two directions — constant quality increase of manufactured products and rendering highly qualified servicing, actively train personnel, system supply of spare parts, proving customers with information support. For this purpose, for companies that had concluded agreements for after-sales service there are phone lines of 24-hour technical support 8-(916) 8055890, 8-(916) 8055897, that caused a lot of positive responses, because we often manage to solve customer issues on the telephone.

I would like to empathize that the both trends are interrelated.

Based upon our experi-



деталей, блоках и узлах, которые требуют доработки для повышения надежности.

Но хочется особо отметить, что надежность работы оборудования обеспечивается не только благодаря постоянным техническим усовершенствованиям, но и компетентности обслуживающего персонала. Поэтому два ключевых направления работы нашей сервисной службой заключаются в обеспечении бесперебойной работы оборудования и совершенствовании навыков персонала, его эксплуатирующего.

Таким образом, перед работниками сервисного подразделения Группы ФИД стоят следующие задачи:

- планирование, организация и проведение шефмонтажа всех видов оборудования, выпускаемого Группой ФИД, и обучение персонала заказчика работе на нем;
- гарантийное и послегарантийное обслуживание оборудования, поставляемого Группой ФИД;
- анализ и технический учет эксплуатации оборудования;
- выработка рекомендаций, консультация потребителей;
- реализация задач по обеспечению максимального качества продукции.

В.К.: Сколько компаний охвачено вашим вниманием? Есть ли среди них зарубежные?

Фактически со всеми нашими потребителями, а их в настоящий момент двадцать, установлены прочные связи. Одни предприятия заказывают только запасные части, другие – запасные части с услугами. В России мы работаем с дочерними структурами ОАО «Газпром», ОАО «Татнефть», ОАО «Башнефть», ООО «Сибирьтранссервис» и другими. За последние годы география обслуживаемых нами установок расширилась за счет зарубежных заказов из Италии, Азербайджана и Украины.

В.К.: Гарантийный срок обслуживания установок с момента их поставки — это величина постоянная? Если нет, то от чего она зависит?

Есть стандартный срок, установленный производителем продукции, — 1 год, но по желанию клиента он может быть увеличен. Естественно, такое увеличение срока гарантийного обслуживания сопровождается некоторым повышением цены изделия, но многие клиенты идут на это, так как экономически оно оправдано. Такое действие чем-то сродни страхованию от непредвиденных отказов, а значит, дает уверенность в надежности техники при ее эксплуатации.

В.К.: Контролируете ли вы качество работы тех установок, гарантия на обслуживание которых закончилась?

Все отказы техники, как в гарантийный, так и в постгарантийный период фиксируются сотрудниками сервисного подразделения Группы ФИД и заносятся в единую базу данных. Хорошую почву для размышлений дает и анализ номенклатуры заказываемых потребителями запчастей. Активно помогают нам и сами потребители. Особую благодарность в связи с этим хотелось бы выразить директору УИРС ООО

На показательных работах в Альметьевске.
Demonstration operations in Almeteyevsk.



ence, experience of servicing department, our engineers and production engineers of FID group obtain data on the parts, units and items that require revision for reliability increase.

I would like to draw attention especially that reliability of equipment operation is provided not only due to technical enhancements, but also due to personnel competency. That is why two key activity trends are to provide fail-safety of equipment operation and perfection of operating personnel skills.

Thus, FIDservice workers have following tasks:

- planning, organizing and conducting of mounting of all kinds of equipment produced by FID group and customer personnel training;
- guarantee and after guarantee servicing of equipment supplied by FID group;
- analysis and technical registration of equipment operation;
- formulization of recommendations, customer consulting;
- fulfillment of goals aimed at provision with maximum possible quality.

CTT: How many companies are falling under your attention? Are there any foreign companies among them?

In fact, we have strong business contacts almost with all our customers. Today we have twenty of them. Some enterprises order only spares, some – spares along with services. In Russia we work with numerous enterprises of Gazprom, as well as Lukoil, Tatneft, Bashneft, Kavkaztransgaz, Yamburggazdobycha, Tyumenburgaz, Noyabrskgazdobycha, Tyumentransgaz, Sibirtransservice, Grozneft and others.

Last time the geography of serviced units expanded due to the customers from Italy, received orders from Azerbaijan and Ukraine.

CTT: Is a guarantee period of the units from the date of its delivery a constant term? If not, what does it depend on?

If it goes about a standard term, set by equipment manufacturer, this is one year, but it could be prolonged according to customer's request. Of course the increase of guarantee period insignificantly affects the price, but many customers go for it, since it is economically justified. This is in relationship to insurance from unexpected failures, and thus provides confidence in equipment reliability while it is being operated.

«Уренгойгазпром» А.А. Ахметову, главному инженеру Н.В. Рахимову и главному механику Д.В. Кузьменко за помощь в получении информации о состоянии наших установок. Это поистине бесценный для нас материал, который позволит значительно улучшить качество производимой нами продукции.

Вообще между потребителями и работниками сервисного подразделения Группы ФИД установились тесные партнерские взаимоотношения, основанные на доверии и понимании. Мы всегда готовы дать консультации по повышению эффективности эксплуатации и ремонту оборудования, а потребитель всегда имеет возможность влиять на качество и оперативность выполнения наших гарантийных обязательств.



В.К.: Приходилось ли сервисным подразделениям сталкиваться с серьезными различиями в подходах к эксплуатации, обусловленными климатом или какими-либо иными особенностями?

Действительно, география поставок накладывает свой отпечаток как на конструктивные особенности установок, так и на особенности технического обслуживания. Южные и северные регионы значительно различаются по климатическим условиям, соответственно различны и режимы эксплуатации оборудования, и подходы к его обслуживанию. Это отражается в первую очередь на периодичности техобслуживания и применении горюче-смазочных материалов. Также различны интенсивность работы и нагрузка на оборудование, которые зависят от глубины и видов скважин, от дальности перегонов, от количества и качества дорог и некоторых других факторов. Поэтому в каждом отдельном

CTT: Do you trace the quality of work of the units in after-guarantee period?

All the failures of the equipment within guarantee and after-guarantee terms are registered by FID workers, and are included in a unified database. The good reason for thinking gives an analysis of range of spare parts ordered by customers. The customers also take an active part. We would like to express especial gratitude to chief engineer of N.V.Rakhimov and chief mechanical engineer D.V.Kuzmenko of UIRS Urengoigazprom for the help in gathering data on working conditions of our units. This is invaluable data which would allow a significant quality increase of our products.

In general, there are good partner relations between customers and service workers of FID, based on confidence and understanding. We are always ready to consult on efficiency increase and equipment servicing, and customers always have an opportunity to affect the quality and efficiency of fulfillment of our guarantee liabilities.

CTT: We would like to know if the service crews had faced serious differences in approaches towards operating, stipulated by climate or any other differences?

The supply geography actually affects design features, and maintenance peculiarities. North and south regions have very different climates, accordingly operation modes are also different, as well as different approaches towards its servicing and maintenance. First of all this affects maintenance frequency and use of combustive-lubricating materials. The intensity of work and equipment loads are also different and depend on depth and kinds of wells, haulage, number and quality of roads and some





случае мы предоставляем потребителю свои рекомендации по организации эксплуатации и технического обслуживания, которые составляются исходя в первую очередь из обеспечения безопасности обслуживающего персонала при работе с колтюбинговыми установками и обеспечения максимальной надежности оборудования.

В.К.: Сколько сотрудников ФИД непосредственно задействовано в осуществлении сервиса?

В нашем штате шесть высококвалифицированных инженеров, но при необходимости мы достаточно часто привлекаем к проведению сервисных работ как основных производственных рабочих сборочного цеха СЗАО «ФИДмаш», так и инженеров предприятия-разработчика — УП «Новинка».

В.К.: Расскажите, пожалуйста, о ваших планах на 2005 год.

На 2005 год мы перед собой поставили следующие стратегические задачи:

- 1) снизить сроки поставки запасных частей эксплуатирующим предприятиям. Для выполнения данной задачи мы планируем значительно расширить номенклатуру запчастей, находящихся на складе, а также создать второй склад в Тюменской области;
- 2) провести ряд модернизаций выпущенной нами в 2000–2001 годах колтюбинговой техники. Эти работы мы планируем провести прежде всего на установках ОАО «Газпром»;
- 3) выбрать надежного партнера и создать сервисный центр. В 2006 году колтюбинговые установки первых лет выпуска потребуют капитального ремонта. Оптимальное место проведения таких работ — в регионе эксплуатации.

Наша задача — убедить потребителей, что только профессиональные сервисные услуги, выполняемые производителем продукции, могут быть максимально эффективными, ведь все эксплуатирующие организации без исключения имеют собственные службы главного механика и, в принципе, способны самостоятельно производить техническое обслуживание работающей у них техники. И практически всегда нам это удается.

other factors. That is why in each separate case we provide customer with our recommendations for operation and maintenance, which are prepared on a basis of safety of personnel while working with coiled tubing units and provision of maximum equipment safety.

CTT: How many people in FID are engaged in servicing operations?

Our company employs 6 full-time workers, but if necessary we often employ for servicing main workers of assembly shop FIDMASH, as well as engineers of design company – Novinka.

CTT: Please, tell us your plans for 2005.

For the 2005 we set the next strategic problems:

- 1) to reduce the spares delivery terms for the customers. To realize this we plan to extend the stock-list of spares and to set one more stock in Tyumen region;
- 2) to carry out modernization of the equipment produced in 2000–2001. First of all this is related to Gazprom technique;
- 3) to find a safe partner and to create a servicing center. In 2006 coiled tubing units of the first generation will need the complete overhaul. The optimal place for this works is the region of exploitation.

It is our task to persuade the customers, that only professional manufacturer servicing could have maximum effect, because all the exploiting organizations without exclusion have their own mechanical supervisor staff and can realize technique workover. And we are successfull in this almost all the time.



ТЕМА НОМЕРА/COVER STORY

ОПЫТ РАБОТЫ ООО «УРАЛ-ДИЗАЙН-ПНП» В ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛОНН ГИБКИХ ТРУБ

A.A. Mokrushin,
chief geologist of Ural-Design PNP Ltd.,
S.V. Kozhin,
production engineer of Ural-Design PNP Ltd.

THE EXPERIENCE OF CT APPLICATION IN URAL-DESIGN PNP LTD.

Сервисная компания ЗАО «Урал-Дизайн», а впоследствии ООО «Урал-Дизайн-ПНП» осуществляет свою производственную деятельность с 1997 г. В настоящее время предприятием проводятся работы на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и ОАО «Удмуртнефть». Основным направлением в деятельности компании являются работы по повышению нефтеотдачи пластов, интенсификации дебита нефти и оптимизации работы скважин.

В 2000 г. компания одной из первых в России начала применение колтюбинговых технологий с использованием установки РАНТ-М10 производства компании СЗАО «ФИДМАШ» (Республика Беларусь). Изначально перечень технологий ограничивался лишь восстановительными ремонтами на нагнетательном фонде скважин, связанными с промывкой забоя и восстановлением проходимости в НКТ. Впоследствии были освоены химическая обработка ПЗП, горячая промывка подземного оборудования, ОПЗ нагнетательных скважин гидровибросвабированием с использованием генератора ГД2В.

До настоящего времени в работе использовалась непрерывная труба диаметром 33,5 мм производства ОАО «УралЛУКтрубмаш». Применение трубы диаметром 33,5 мм имеет свои недостатки, главным из которых является ограниченность перечня применяемых технологий из-за ограничения величин расхода и давления при прохождении через нее технологических жидкостей. В связи с этим руководством компании было принято решение по переходу на непрерывную трубу диаметром 38,1 мм, что позволило расширить возможности применения колтюбинговой установки РАНТ-М10.

В настоящее время ООО «Урал-Дизайн-ПНП» применяет следующие технологии:

- очистка колонны НКТ от АСПВ с использованием скребка;
- промывка забоя скважины с использованием гидромониторной насадки;
- кислотная обработка и обработка растворителями продуктивного пласта скважины;
- селективная (поинтервальная) кислотная обработка с использованием малогабаритных надувных пакеров;
- ВПП (КАРФАС, МАС-200, ДНПХ, СНПХ и т.д.);
- ОПЗ нагнетательных скважин гидровибросвабированием с использованием генератора ГД2В;
- горячая промывка нефтью парафиновых и гидратных пробок в фонтанных и оборудованных ЭЦН скважинах;
- удаление жидкости из газовых скважин.

Не останавливаясь на достигнутом, специалисты ООО «Урал-Дизайн-ПНП» разрабатывают новые технологии применения колонн непрерывных труб, наиболее интересными находками в этой области явились:

- ЛГРП многократными имплозионными гидроимпульсными воздействиями;
- глубокопроникающая перфорация.

A.A. Mokrushin,
ведущий геолог ООО «Урал-Дизайн-ПНП»,
С.В. Кожин,
технолог ООО «Урал-Дизайн-ПНП»

A servicing company Ural-Design Ltd., later Ural-Design PNP Ltd. renders services since 1997. Today the company works with fields of LUKoil Perm and Udmurtneftegaz. The primary activity trend of the company is servicing aimed at layer production stimulation, oil production stimulation and well operation optimizing.

In 2000 the company was among the first companies that started coiled tubing services with RANT-M10 manufactured by FIDMASH (Belarus). The initial range of offered services was limited to servicing of injection well stock, bottomhole flushing and tubing passability inside tubing string. Afterwards they mastered such technologies as bottomhole zone treatment of injection wells with hydraulic swabbing with oscillator GD2V.

Until now they were using CT with O.D. of 33.5 mm manufactured by UralLUKtrubmash. The application of tubing with O.D. of 33.5 has its disadvantages, the main disadvantage is the restricted list of applied services due to limited values of flow ratio and pressure as hydraulic fluids are passing the tubing. Because of this fact, the company management made a decision to use CT O.D. of 38.1 mm that allowed broadening the range of CT application of CTU RANT-M10:

Today Ural-Design PNP Ltd offers following services:

- cleaning tubing string from asphaltene-resin-paraffin deposits with wiper;
- flushing of well bottomhole zone with jet nozzle;
- acid and solvent treatment of pay zone;
- selective acid treatment with application of small inflatable packer systems;
- conformance control (KARFAS, MAS-200, DNPH, SNPH, etc.);
- bottomhole formation zone treatment of injection wells with hydraulic swabbing with oscillator GD2V;
- hot flushing with oil of paraffin and hydrate blocks in flow and wells equipped with electric rotary pumps;
- water drainage from gas wells.

Furthermore, specialists of Ural-Design-PNP are looking for and developing new technologies regarding new fields of application of CT strings, the most interesting inventions in this field appeared:

- local fracturing with multiple implosive hydraulic pulse treatments;
- deep perforation.

Both technologies are on development and introduction stage.

LOCAL FRACTURING WITH MULTIPLE IMPLOSIVE HYDRAULIC PULSE IMPACTS

According to the technology, a device for multiple implosion in perforated interval produces hydraulic pulses, with length of 0.1 second with pressure 100–150 mPa, that exceeds rock pressure and that is enough to produce man-caused cracks with length up to 30 m with residual rolling-on of 2–3 mm. Each hydraulic pulse is followed with depression pulse, as a result it cleans perforation



Обе технологии находятся в данный момент в стадии доработки и внедрения.

ЛГРП МНОГОКРАТНЫМИ ИМПЛОЗИОННЫМИ ГИДРОИМПУЛЬСНЫМИ ВОЗДЕЙСТВИЯМИ

По данной технологии устройством для многократной имплозии создаются в перфорационной зоне гидроудары длительностью 0,1 с с давлением 100–150 МПа, превышающим горное и достаточным для образования техногенных трещин до 30 м с остаточным раскрытием 2–3 мм. При этом каждый гидроудар сопровождается импульсом депрессии, в результате чего происходит очистка перфорационной зоны. Таким образом, воздействие на пласт заключается в создании глубоко проникающих репрессий, осуществляемых с помощью имплозионной камеры, которая спускается на НКТ. При помощи плунжера, который перемещается непрерывной трубой, создается разрежение с последующим гидроударом столба скважинной жидкости в обрабатываемом интервале.

После проведения обработки как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах производительность увеличивается от 2 до 5 раз, а эффект сохраняется как минимум в течение 6 месяцев.

Устройство имеет конструкцию (рис. 1), которая позволяет существенно снизить нагрузку на НКТ, предохранить эксплуатационную колонну от воздействия высокого давления и повысить эффективность гидроударов.

ГЛУБОКОПРОНИКАЮЩАЯ ПЕРФОРАЦИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЕРФОРАТОРА ПГ-03

Нетрадиционное использование гибкой трубы связано с проведением глубокопроникающей перфорации скважин.

Перфоратор гидравлический (рис. 2) (конструкция ПНИТИ, г. Пермь) содержит направляющее устройство, которое подвешивается на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) и закрепляется в колонне обсадных труб с помощью якоря.

В направляющем устройстве выполнен направляющий канал для гибкого рукава с гидромониторным соплом на нижнем конце.

interval. So, the influence on layer is generation of deep penetrating repressions, by means of implosion chamber, that has been deployed by tubing string. With a help of a piston, that is driven by coiled tubing, there arises depression with a following hydraulic impact of downhole fluid column inside treated interval.

After the treatment is over, the output of producing well as well as in injection wells, increases in 2-5 times, and the effect lasts for at least 6 months.

The device has following design (fig.1), which allows to reduce tubing string loads significantly, such as high pressure it is being subjected to, and to increase efficiency of hydroblows.

DEEP PERFORATION WITH THE USE OF PG-03 PERFORATOR

The non-conventional use of coiled tubing is connected with deep well perforation.

The hydraulic perforator (fig.2) (PNITI design, Perm) includes guiding tool that is attached to a tubing string and is fixed inside casing string with an anchor.

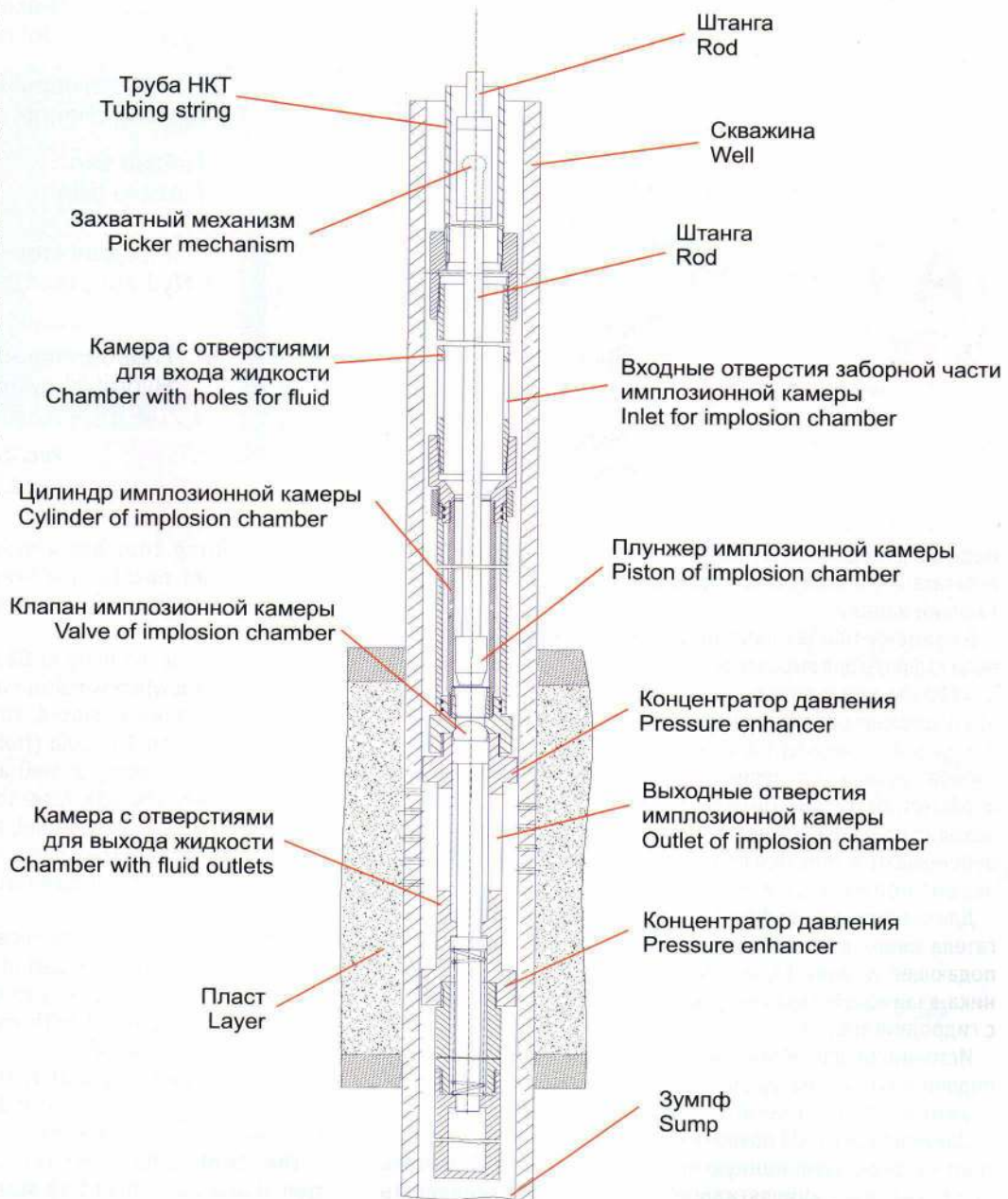


Рис. 1. Устройство для многократной имплозии (имплозионный гидрогенератор давления – ИГГД)
Fig. 1. Tool for multiple implosion (Implosion hydraulic pressure oscillator IGDD)

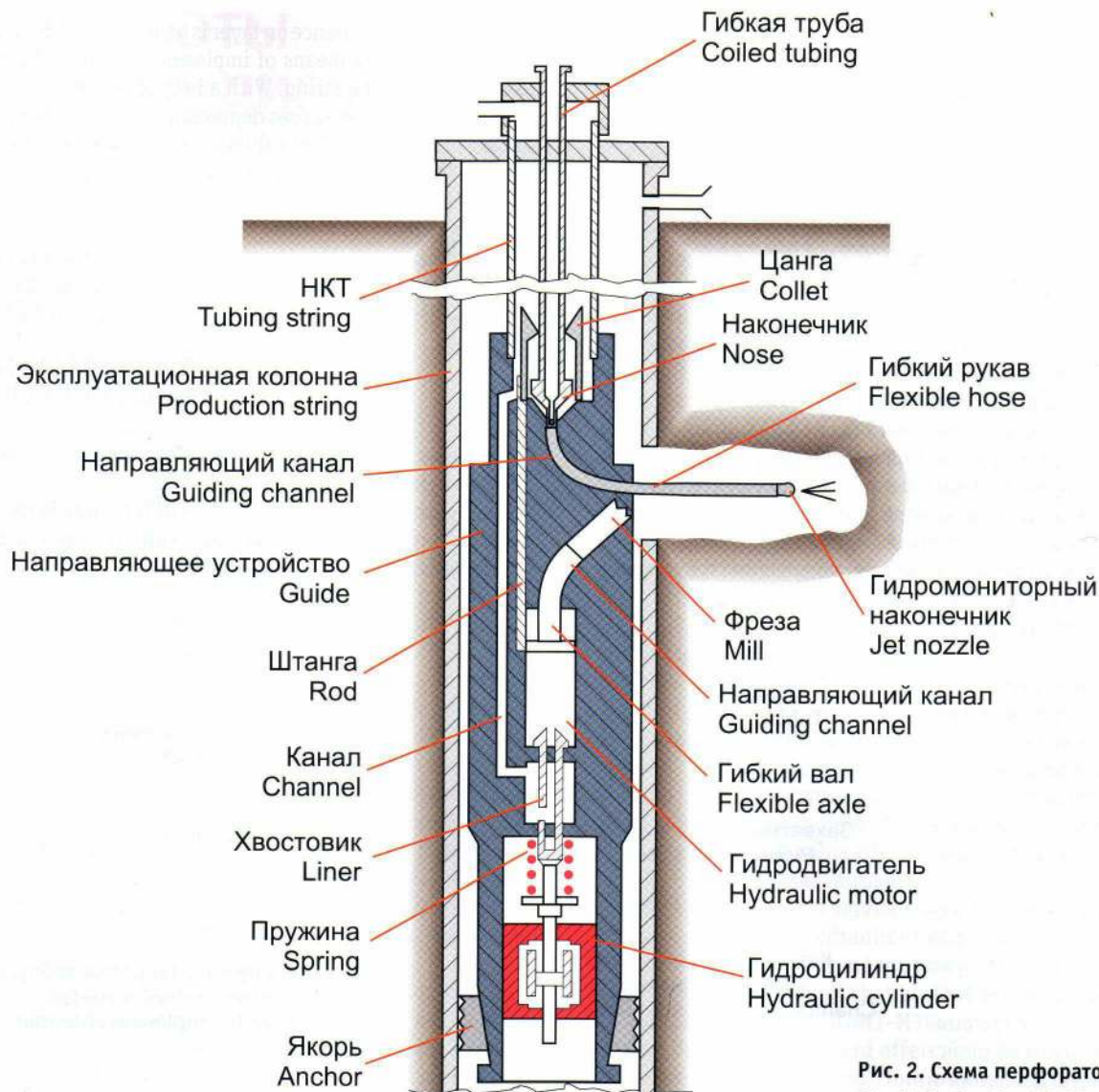


Рис. 2. Схема перфоратора ПГ-03
Fig. 2. Perforator PG-03

Верхний конец гибкого рукава связан с непрерывной трубой агрегата и с помощью колтюбинга доставляется в направляющий канал.

В применяемой технологии гибкой трубой осуществляется подача фрезы для вырезки окна в обсадной колонне размером 41x110 мм, затем происходит перемещение гибкого рукава, что позволяет размыкать перфорационный канал длиной до 3 м (от оси скважины), т.е. агрегат РАНТ-М10 производит спуск гибкой трубы и обеспечивает продвижение гибкого рукава перфоратора (ПГ-03). По окончании перфорации гибкая труба доходит до упора, после чего снимают перфоратор с якоря, перемещают в зону перфорации следующего канала, ставят перфоратор на якорь и вновь повторяют операцию.

Для осевой подачи фрезы путем перемещения гидродвигателя вверх в нижней части гибкой трубы расположено подающее устройство, которое состоит из полого наконечника, взаимодействующего с цангой, через тягу соединенной с гидродвигателем.

Источником давления для вращения гидродвигателя и для подачи жидкости на гидромониторное сопло гибкого рукава служит насосный агрегат.

Применение ПГ-03 позволяет избежать ударного воздействия на эксплуатационную колонну и цементный камень по сравнению с кумулятивной перфорацией, увеличивать глубину вскрытия и области дренажа пластов по сравнению со всеми остальными методами перфорационного вскрытия.

The guiding tool has a guiding channel for flexible hose with jet nozzle at a lower end. The upper part of flexible hose with coiled tubing is being fed to a guiding channel.

The applied technology of CT is effected by means of mill deployment for window milling in casing string (41x110 mm), than flexible hose is moved, that allows to flush perforating channel up to 3 m long (from the well axis), that is unit RANT-M10 runs tubing in well and provides for mill flexible hose movement (PG-03). After the perforation is finished the coiled tubing reaches the end, afterwards, the perforator is being removed from the anchor, moved to a next perforating zone, than perforator is fixed with an anchor and the operation is repeated.

In order to run the mill by means of movement of hydraulic motor upstream the lower part of coiled tubing, there is a feeding device located in lower part of the tubing, that comprises a hollow nose, that act with collet, that is connected with hydraulic motor via rod.

There is a pumping unit that acts as pressure source for hydraulic motor actuation (rotation) and supply of hydraulic fluid to jet nozzle of flexible hose.

The use of PG-03 allows avoiding impact action on production string and cementing stone comparing to cumulative perforation, increasing development depth and formation drainage area comparing to other ways of perforation development.

КАК УВЕЛИЧИТЬ ДОЛГОВЕЧНОСТЬ КОЛТЮБИНГА?

Кен Ньюман,
президент CTES, L.P.

Ken Newman,
president CTES, L.P.

HOW CAN CT FATIGUE BE REDUCED?

Это третья, заключительная статья из цикла, посвященного сроку службы непрерывной трубы (колтюбинга). Первая статья освещала вопрос, что такое усталость и как проводить усталостные испытания. Вторая статья касалась вопросов экономии средств путем моделирования и отслеживания усталостной долговечности трубы. Третья, заключительная статья описывает способы повышения долговечности непрерывной трубы.

МИНИМИЗАЦИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРОЦЕССА УСТАЛОСТИ НА КОЛТЮБИНГ

Испытания на усталость и компьютерное моделирование, обсуждавшиеся в предыдущих статьях, показывают, что срок службы непрерывной трубы увеличивается при:

- увеличении толщины стенки трубы;
- уменьшении диаметра трубы;
- увеличении радиуса направляющей;
- увеличении диаметра барабана;
- снижении внутреннего давления;
- увеличении предела текучести материала.

Оператор колтюбинговой установки может предпринять несколько практических шагов с целью уменьшения риска усталостного разрушения трубы, включая:

- снижение внутреннего давления в колтюбинге в ходе спускоподъемной операции;
- снижение циклической эксплуатации участка трубы на направляющей;
- использование барабана с максимальным диаметром;
- использование материала с максимальным пределом текучести при работе с высоким давлением.

Любая операция, которая подвергает циклической нагрузке участок трубы на направляющей (короткий цикл), значительно увеличивает риск усталостного повреждения на этом участке. Подобная операция накапливает усталостное повреждение на относительно коротком участке трубы. Закачка технологической жидкости через колтюбинг в ходе коротких циклов увеличивает усталостное повреждение. Регулярное укорачивание колтюбинга со свободного конца сильно увеличивает полезный срок службы путем передвижения наиболее подверженного усталости участка трубы от источника повреждения — поверхностного оборудования.

ИЗМЕНЕНИЕ НАПРАВЛЯЮЩЕЙ

Из всех перечисленных выше опций, снижающих усталостное повреждение трубы, увеличение радиуса направляющей зачастую является наиболее эффективным способом. Опции изменения геометрии колтюбингового наземного оборудования, используемого для стандартных операций капитального ремонта, достаточно ограничены, так как большинство производителей предлагает «стандартные» модели. Колтюбинговое оборудование, проектируемое для специальных операций, например бурения, — другой вопрос. На рис. 1 показано одно из решений для увеличения радиуса направляющей. BHI спроектировала направляющую

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

MINIMIZING CT FATIGUE

Both fatigue testing and computer modeling discussed in previous articles show that CT working life increases with:

- increasing tubing wall thickness;
- decreasing tubing OD;
- increasing guide arch radius;
- increasing reel diameter;
- decreasing internal pressure;
- increasing material yield strength.

A CT operator can take several practical steps to minimize the risk of CT fatigue failure including:

- reducing CT internal pressure during trips;
- minimize cycling the same segment over the guide arch;
- using the largest reel diameter available;
- designing CT strings with the thickest wall possible;
- using the largest guide arch radius possible;
- using the highest yield strength material possible when operating at high pressures.

Any operation that repeatedly cycles a given segment of tubing over the guide arch (short-cycling) significantly increases the risk of fatigue failure in that segment. Such an operation concentrates fatigue damage over a relatively short length of tubing. Pumping through the CT during short-cycling compounds this fatigue damage. Regularly cutting a length of tubing from the free end greatly prolongs its useful life by moving the most heavily fatigued CT away from the source of the damage, the surface equipment.

CHANGING THE GUIDE ARCH

Of the options listed above that reduce CT fatigue, increasing the guide arch radius is often the most effective. The options for changing the geometry of CT surface equipment used for typical workover operations are fairly limited because most of the equipment manufacturers offer only “standard” models. CT equipment designed for special applications like drilling is a different matter. Figure 1 shows one solution for enlarging the guide arch radius. BHI designed a 20-ft radius for their Copernicus CTD rig.

Transocean decided to eliminate the guide arch entirely from their CDR #1 (Chameleon) CTD rig. The CT unwinds directly from the large-diameter reel into the top of the injector head. Figure 2 shows this unique combination of features that dramatically increases the working life of their CT strings. The reel tilts toward or away from the vertical axis of the injector to keep the CT properly aligned with the chains and moves back and forth on its axis of rotation to perform the function of a level wind.

радиусом 20 футов для своей установки для колтюбингового бурения Sorpenicus.

Transocean решила полностью удалить из конструкции направляющую в составе установки для бурения CDR #1 (Chameleon).

Гибкая труба разматывается с барабана большого диаметра непосредственно на верхнюю часть инжектора. Рис. 2 показывает уникальное сочетание, которое позволяет резко увеличить срок службы колонн гибких труб. Барабан наклоняется вперед или отклоняется от вертикальной оси инжектора, чтобы обеспечить наклон в линии с цепью, и движется вперед и назад по оси вращения для выполнения функции укладчика.

BHI разработала еще одно решение для минимизации усталостного повреждения на установке для бурения Galileo #2, которое при использовании стало известно как параболическая направляющая. Рис. 3 показывает огромный барабан (примерно 24 фута в диаметре) с небольшим инжектором, установленным на укладчике, и основным инжектором, работающим совместно для поддержания свободно стоящей направляющей колтюбинга. Такая система устраняет необходимость в обычной направляющей, и стандартная направляющая малого диаметра, показанная на рисунке и

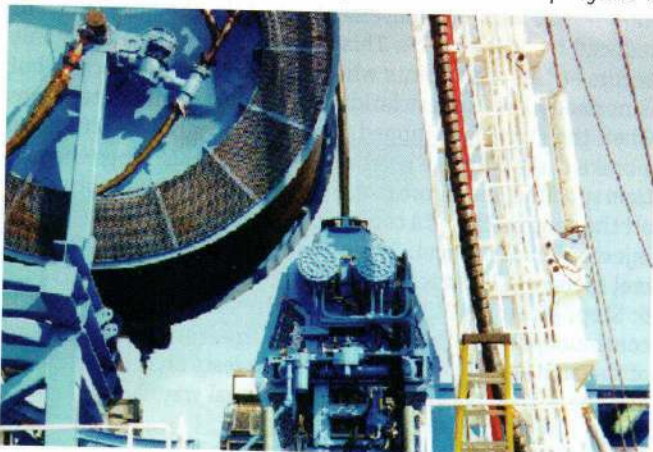


Рис. 2. Барабан большого диаметра и отсутствие направляющей для снижения усталостного повреждения трубы

Fig. 2. Large-Diameter Reel and Elimination of the Guide Arch for Reducing CT Fatigue Damage

используемая только в начале операции, не вызывает пластической деформации гибкой трубы. Труба подвергается пластической деформации только на барабане. Большой радиус изгиба параболы колтюбинга между основным и дополнительным инжектором либо вызывает малую пластическую деформацию, либо не вызывает ее вообще.

BHI применила параболическую свободную форму трубы между инжекторами на трех колтюбинговых установках Galileo для бурения. Рис. 4 и 5 показывают две подобные схемы. В общем, параболическая форма трубы между инжекторами снижает усталостное повреждение до одной трети от повреждения, которое может возникнуть при использовании традиционной направляющей.

Другая система была разработана для снижения усталости, вызываемой повторяющимися движениями на небольшом интервале. Несколько примеров этих операций — ловильные работы, фрезерование окна, операции повторного входа в боковые стволы и операции, выполняемые в скважине. Преимуществом этой системы является способность устранить самые значительные циклические напряжения посредством того, что труба движется без образования пластической деформации. Система работает, оставляя барабан в неподвижности, при осуществлении небольших перемещений трубы. В зависимости от давления и режи-



Рис. 1. Направляющая максимального радиуса для снижения усталостного повреждения гибкой трубы

Fig. 1. Extreme Guide Arch Radius for Reducing CT Fatigue Damage

BHI developed another solution for minimizing CT fatigue for their Galileo #2 CTD rig, by using what has become known in the industry as a parabolic arch. Figure 3 shows the giant reel (approximately 24 ft diameter) with a small injector on the level wind and the main injector operating in concert to maintain a stable free-standing arch in the CT. This system eliminates the need for a conventional guide arch, and the small guide arch in the picture does not cause any plastic deformation in the CT. The CT does not undergo plastic deformation except at the reel. The large bending radius of the parabolic arch causes little or no plastic strains.

BHI implemented parabolic arches on three Galileo CTD rigs. Figure 4 and Figure 5 show two of these implementations. In general, a parabolic arch reduces the fatigue damage to about one third of the damage that would occur with a conventional guide arch arrangement.

Another system was developed to reduce the fatigue induced by repetitive movements over a small interval. A few examples of these operations are fishing, window milling, multi-lateral re-entry and downhole manipulations. The benefit of this system is its ability to eliminate the major fatigue peaks by



Рис. 3. Парабола свободной линии колтюбинга минимизирует усталостные повреждения

Fig. 3. A CT Parabolic Arch Minimizes Fatigue Damage

54



Рис. 4. Баржа «ВНІ» на озере Маракибо
Fig. 4. Parabolic Arch — BHI Barge on Lake Maracaibo

Рис. 5. Колтубинговая буровая установка «ВНІ» в Омане
Fig. 5. Parabolic Arch — BHI CT Drilling Rig in Oman



ма движения трубы циклические напряжения могут быть снижены на 10–15 %. Это снижение напряжений в трубе происходит только в интервалах, где происходят небольшие движения, но обычно на участках трубы с наибольшими напряжениями, которые и определяют обычно время выхода трубы из строя.

Система работает путем активизации тормозной системы на узле укладчика, которая предотвращает намотку трубы на барабан (см. рис. 6). В процессе извлечения из скважины труба покидает направляющую и образуется арка (петля) между инжектором и барабаном. Когда достигается верхняя, критическая точка, вращение барабана ускоряется, чтобы соответствовать скорости инжектора и чтобы труба не потеряла устойчивости.

Когда система спускает трубу в скважину, после образования арки между барабаном и инжектором высота арки уменьшается до тех пор, пока труба не будет находиться на гуське и система не начнет работать в обычном режиме (рис. 7).

allowing the pipe to cycle up and down without inducing any plastic deformation.

The system works by keeping the reel in a stationary position while making small movements. Depending on the circulating pressure and pipe movement schedule, the fatigue can be reduced by 10% to 15%. This reduction in pipe fatigue only occurs at the peak points where small movements occur, but is normally the highest fatigue areas and usually determines when the string is scrapped. The system works by activating a brake system on the levelwind assembly that stops the reel from spooling, see Figure 6. As the pipe is POOH, the tubing lifts off the gooseneck and a continuous arch is formed between the injector head and reel. When the upper limit is reached, the reel speeds up to match the speed of the injector head. Figure 6: Steps when POOH When the system is RIH after forming a continuous arch between the reel and injector head, the height of the arch is reduced until the tubing rests on the gooseneck and the system is run in the conventional way, Figure 7.

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

55

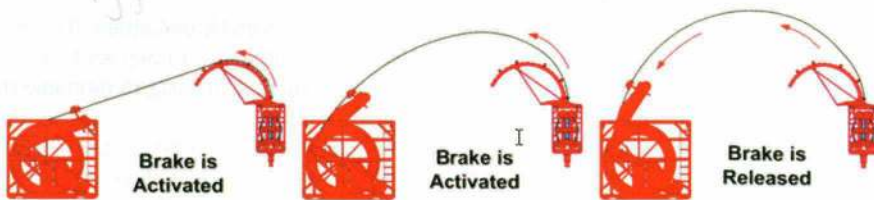
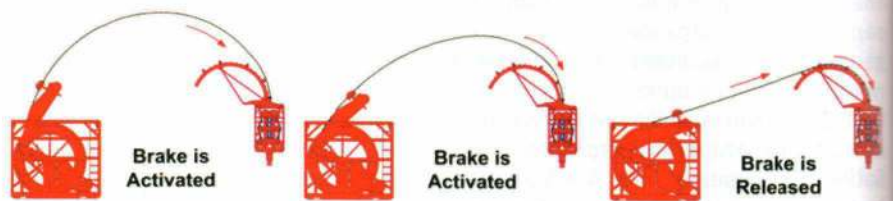


Рис. 6. Последовательность действий при извлечении трубы из скважины
Fig. 6. Steps when POOH

Рис. 7. Последовательность действий при спуске трубы в скважину
Fig. 7. Steps when RIH



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



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

56

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ

Mohamad Al-Dujaili,
Modelling Engineering & Development Company
Limited (MEDCO), Surrey, United Kingdom

В этой статье сделан обзор и приводится обсуждение компьютерного или математического моделирования, необходимого для планирования операций колтюбингового бурения (КТБ).

В целом операции, подобные колтюбинговому бурению, использовались и до проведения первых работ по КТБ. Эти операции включали расширение ствола и фрезерование, причем забойный двигатель использовался для поворота расширителя при бурении через участок смятой обсадной колонны или препятствия в скважине. Таким образом, колтюбинговое бурение требует обеспечения контроля поведения трубы для обеспечения требуемой траектории скважины. Колтюбинговое бурение имеет перспективы благодаря новым забойным инструментам и дальнейшим разработкам в области самих труб.

Колтюбинговое бурение начало серьезно проводиться в 1991 г., и к 1997 г. оно применялось более чем на 225 скважинах, разбросанных по всему миру, но главным образом в Америке. Технология имеет большой потенциал для снижения стоимости по сравнению с традиционным бурением, она также позволяет проводить сопутствующие буровые операции и таким образом увеличивает скорость разработки коллектора. Эта возможность проведения сопутствующих операций облегчает безопасное проведение одновременных работ с помощью стандартной вышки и оборудования для буровых работ с помощью колтюбинга.

Еще одним фактором, который может быть засчитан в пользу колтюбинга в отношении любой скважины, является полный контроль над скважиной для безопасного бурения в условиях отрицательного перепада давления, или в то время, когда скважина находится в состоянии добычи, снижая возможность повреждения наружного продуктивного пласта.

Чтобы осуществить успешную операцию колтюбингового бурения, необходимо выполнить некоторые расчеты для оценки выполнимости проекта. Для математического моделирования было разработано несколько компьютерных моделей. Одни пакеты были разработаны своими силами несколькими из крупнейших подрядчиков рынка колтюбинговых услуг, и это программное обеспечение не предоставляется для использования третьим лицам. Существуют независимые модели, которые использовались в течение некоторого времени с достаточной степенью надежности в отношении колтюбингового бурения и прочих колтюбинговых операций. Одной такой моделью является «Система Анализа Трубы» — CAT (Tubing Analysis System — TAS), разработанная Medco в 1992 г., которая продолжала дорабатываться для соответствия развитию колтюбинговой промышленности и операциям, для которых она будет использоваться.

Компьютерное моделирование состоит из трех основных компонентов:

- анализ усилий и напряжения;
- циркуляция жидкости;
- анализ усталости.

АНАЛИЗ УСИЛИЙ И НАПРЯЖЕНИЯ

Традиционно используется для прогнозирования максимальной глубины использования колтюбинга при заданном весе на долоте (WOB) или максимальном весе на долоте на заданной глубине.

Этот тип анализа учитывает вес, плавучесть, трение между колтюбингом и стволом скважины и устойчивость трубы. Когда

Мохамад аль-Дуяили

Modelling Engineering & Development Company Limited
(MEDCO), Surrey, Объединенное Королевство

MATHEMATICAL MODELLING FOR COILED TUBING DRILLING

This article reviews and discusses the computer simulations or mathematical modelling, required for the planning of a Coiled Tubing Drilling (CTD) operation.

Services similar to CTD, in principle, were used well before the first CTD job. These services included under-reaming and milling where a downhole motor is used to turn a reamer to drill through debris or obstacles in the well. CTD, though, requires more control of the coiled tubing to enable control of the trajectory of the well. New downhole tools and further advances in the coiled tubing made CTD possible.

CTD seriously commenced in 1991, and by 1997 CTD has been used in over 225 wells worldwide mostly in the Americas. The technology provides excellent potential for cost reductions compared with conventional drilling, it also allows concurrent drilling operations and thereby enhances the speed of reservoir development. This ability to conduct concurrent operations facilitates the safe conduct of simultaneous rig and CTD operations.

A further factor which may be in coiled tubing's favour for any well is the capability to have full well control and to drill safely while under-balanced or with the well in production, reducing to virtually zero any possibility of skin or mud damage to the formation.

To be able to perform a successful CTD operation, it is essential to carry out some calculations to evaluate the feasibility. Several computer models have been developed to perform the mathematical modelling. Some of these packages were developed in-house by some of the major coiled tubing service contractors and are not available for use by others. Independent models that have been around for some time and have been reliably used, for CTD and other coiled tubing operations, do exist. One such model is Tubing Analysis System — TAS developed by MEDCO in 1992 which continued to evolve to accommodate the coiled tubing industry expansion of its applications.

The computer simulations consist of three main components:

- Force and Stress Analysis
- Fluid Circulation
- Fatigue Analysis

FORCE AND STRESS ANALYSIS

Typically used to predict the maximum reach of the coiled tubing with a given **Weight-On-Bit (WOB)** or the maximum WOB at a given depth.

This type of analysis, takes into consideration the weight, buoyancy, friction between the coiled tubing and the wellbore, and the coiled tubing stability. When the coiled tubing becomes unstable, the instability will manifest itself in the form of buckling. In the case of buckled coiled tubing, the main concern is the "lockup" condition.

Coiled tubing lockup is a term used to refer to a particular condition in which no coiled tubing movement or forces can be transmitted downhole. Normally, lockup is said to occur when the weight of the coiled tubing, as seen at surface, drops dramatically over a very short slack off, or running-in, distance.

Physically, the coiled tubing would go through a sequence of sinusoidal and helical buckling. The bottom section of the coiled tubing will not suffer any buckling, but further up the well, parts of the coiled tubing will be in sinusoidal buckling followed by



труба теряет устойчивость, это приводит к ее изгибу. В случае с изгибом трубы максимальное внимание уделяется условиям зависания последней в обсадной колонне.

Зависание трубы — термин, используемый для определенных условий, при которых ни движение самой трубы, ни усилия с ее помощью не могут передаваться в скважину. Обычно это происходит, когда вес трубы, регистрируемый на поверхности, резко падает при небольшом перемещении ее при спуске.

Физически труба проходит через последовательность синусоидальных и спиральных изгибов. Нижний участок трубы не будет подвергаться изгибу, но вверх по скважине части трубы будут находиться в состоянии синусоидального изгиба, чередующегося со спиральным изгибом. Спирально изогнутая труба может находиться в таком состоянии до самой поверхности. На участках спирально изогнутой трубы контактное усилие между трубой и стенкой скважины быстро возрастает, в конечном итоге достигая асимптоты. Это контактное усилие вызовет пропорциональное увеличение силы трения, за счет чего снижается вес инструмента, регистрируемый на поверхности.

Сдерживающим фактором в случае с изгибом является максимальное трехкоординатное напряжение. Оно включает три составляющие: осевую, радиальную и кольцевую (периферическую) нагрузки. Компонент осевой нагрузки возрастает, когда режим изгиба включает в себя воздействие изгибающего напряжения. Когда трехкоординатное напряжение достигает минимального предела текучести гибкой трубы, достигаются условия постоянного винтообразного изгиба. Такие условия являются критическими и создают трудности для безопасного извлечения трубы из скважины.

Существует много способов увеличения максимальной глубины гибкой трубы. Например, труба с большим диаметром, вероятно, будет более устойчивой. К дополнительным факторам относят характеристики материала гибкой трубы, траекторию скважины и заканчивания. **(Комментарий редактора: Жесткость трубы зависит от внешнего и внутреннего диаметра в четвертой степени, отвеса погонного метра трубы, от модуля упругости материала и обратно пропорциональна максимально возможному прогибу трубы в обсадной колонне или скважине.)**

Ясно, что расчеты, используемые в данном сценарии, могут не соответствовать действительности! Поэтому компьютерное моделирование более пригодно для такого вида сложных работ. Некоторые сценарии могут быть смоделированы за несколько минут, и их результаты могут быть использованы для определения оптимальных условий.

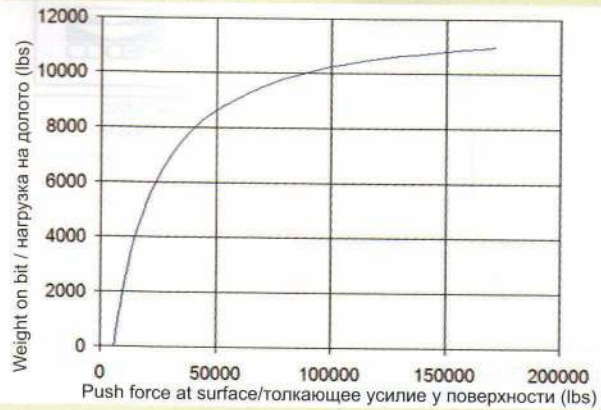
ЦИРКУЛЯЦИЯ ЖИДКОСТИ

Главной целью анализа циркуляции жидкости является прогнозирование давления и скоростей жидкости.

Показатели давления на устье скважины и давления закачки обычно получить несложно, и это можно сделать с помощью датчиков/сенсоров давления на поверхности. Но давление на забое является фактором первоочередной важности, так как этот параметр трудно определить в реальном времени, за исключением случаев, когда используются скважинные датчики давления с кабелем. В случае с бурением при отрицательном перепаде давления желательно держать забойное давление в диапазоне между поровым давлением и разрушающим давлением пласта.

Скорость жидкости должна удерживаться на достаточно высоком уровне, особенно в затрубном пространстве, для обеспечения более эффективной очистки ствола. Кроме того, в большинстве операций колтюбингового бурения забойный двигатель используется для вращения долота, таким образом, требуя дополнительного количества жидкости, протекающего в единицу времени.

Дальнейшие аспекты анализа циркуляции жидкости включают расчет выноса выбуренной породы, вскрытия



CT — 2"×0.175"
 CT length/длина колтюбинга 500'
 Friction factor/коэффициент трения = 0.3
 Fluid/жидкость=Water/вода
 Hole I.D./внутренний диаметр ствола = 6"

Fig. 1. Force-in vs. Force-out behaviour of helically buckled coiled tubing

Рис. 1. Поведение колтюбинга при проталкивании его в скважину

parts in helical buckling. The helically buckled coiled tubing could extend all the way to surface. In the parts of the coiled tubing that are helically buckled, the normal contact force increases rapidly eventually reaching an asymptote. This contact force will cause the friction force to increase proportionally thus reducing the weight seen at surface.

The limiting factor, in the case of buckling, is the maximum tri-axial stress. The tri-axial stress is made up of three components; axial, radial, and hoop (circumferential) stress. The axial stress component is further increased when in buckling mode to include the effects of bending stress. If the tri-axial stress reaches the minimum yield stress of the coiled tubing, then a condition of "permanent cork screw" is attained. This is a critical condition and causes difficulties to safely pull out of the well.

There are many ways of enhancing the coiled tubing reach. For example, if other sizes of coiled tubing are available, then larger coiled tubing most likely will be more resilient. Other factors include the material properties of the coiled tubing and the well trajectory and completion. **(The Editorship comments: Coiled Tubing stiffness depends from the ID and OD biquadrate, gravity weight of the running meter of tubing, from the modulus of elasticity and is in inverse proportion to the maximum possible CT bending in the casing string or in a well.)**

Clearly, the calculations involved for one scenario can easily get out-of-hand. Computer simulations are, therefore, better suited for these applications. Several scenarios can be simulated in a matter of minutes and the results can then be utilized to determine the optimum conditions.

FLUID CIRCULATION

The primary objectives of the fluid circulation analysis are to predict the fluid pressures and velocities.

The wellhead and pump pressures are readily available and in most cases can be read by pressure gauges/sensors at surface. But the bottom hole pressure is of prime concern as this parameter is difficult to read in real-time, unless wireline and downhole pressure sub are used. In the case of Under-Balanced Drilling (UBD), it would be desired to keep the bottom hole pressure between the pore and collapse pressures of the formation.

Fluid velocities need to be maintained sufficiently high, particularly in the annulus, to ensure efficient hole cleaning. In addition, in most CTD operations a downhole motor is utilized to turn the drill bit, thus requiring a minimum flow rate of fluids.

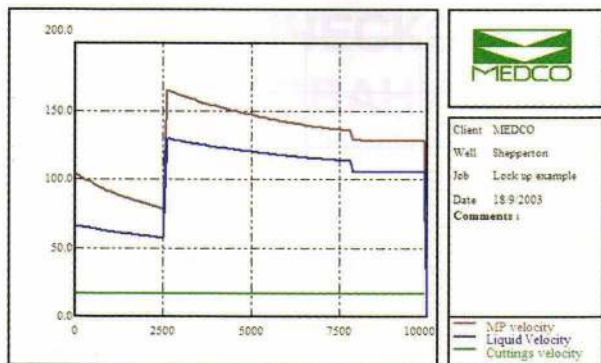


Fig. 2. In multi-phase flow, it is necessary to consider the liquid phase velocity vs. the cuttings settling velocity

Рис. 2. В многофазном потоке необходимо учитывать взаимосвязь скорости жидкой фазы и скорости осаждения выбуренной породы

коллектора, использования многофазного потока, пены и неньютоновских жидкостей.

При проектировании программы бурения необходимо:

- определить ограничения по забойному давлению. Должны быть учтены поровое давление/давление коллектора и разрушающее давление пласта;
- выбрать жидкость, которая будет использоваться, в зависимости от способа ее реагирования с пластом;
- определить вынос выбуренной породы. Зная, с какими пластами придется столкнуться, будет возможно произвести оценку выбуренной породы и плотность. Как только будут известны эти параметры выбуренной породы, может быть определена скорость осаждения выбуренной породы;
- определить минимальные требуемые скорости жидкости в затрубном пространстве. И экспериментальный, и теоретический анализы показали, что самые худшие условия для выноса выбуренной породы наблюдаются при угле наклона оси скважины к вертикали в 55–60 градусов. Минимальные требуемые скорости потока в затрубном пространстве определяют минимальную интенсивность расхода промывочной жидкости;
- убедиться, что расход жидкости является достаточным для вращения забойного инструмента;
- использовать вышеприведенную информацию для определения возможности выноса породы на поверхность. В противном случае необходимо рассмотреть возможность использования загущенных жидкостей для увеличения способности выноса жидкости, затем снизить скорость многофазного потока для снижения забойного или циркуляционного давления.

И снова мы видим, что анализ циркуляции жидкости является необходимым инструментом для учета различных условий до тех пор, пока не будет получена удовлетворительная программа бурения.

АНАЛИЗ УСТАЛОСТИ

Анализ усталости используется для минимизации риска поломки трубы из-за усталости металла. Усталость металла является результатом циклов пластической деформации трубы при ее намотке на барабан. Таким образом, анализ усталости позволяет контролировать циклическую работу трубы, учитывая давление жидкости и другие относящиеся к делу параметры.

Из-за геометрии оборудования, используемого в колтюбинговых операциях, труба претерпевает несколько циклов пластической деформации. Циклическая пластическая деформация вызывает усталость металла гораздо раньше, чем упругое нагружение. Использование трубы, таким образом, ограничено количеством циклов, определяемых размером оборудования, внутренним давлением, сваркой и контактом с корродирующими материалами.

Воздействие циклов пластической деформации накапливается. Таким образом, компьютерная программа для контроля усталости отслеживает историю усталости гибкой трубы.

Further aspects of the fluid circulation analysis include calculation of the cuttings transport, reservoir production, use of multi-phase flow, foam, and Non-Newtonian fluids.

When designing a drilling program, it is necessary to determine the following:

- the bottom hole pressure limitations. Consideration of the reservoir/pore pressure and the collapse pressure of the formation must be taken into account;
- select a fluid to be used. The available fluids and the way they would react with the formation will affect this selection;
- cuttings transport. Knowing what formations could be encountered; an estimate of the cuttings size and specific gravity will be possible. Once these properties of the cuttings are known, the terminal settling velocity of the cuttings can be determined;
- it is now possible to determine the minimum required annular fluid velocities. However, care must be taken to increase these velocities in horizontal and deviated wells. Both, experimental and theoretical analyses have concluded that the worst-case scenario for cuttings transport is at an inclination of 55° to 60°. The minimum required annular fluid velocities will determine the minimum required flow rate;
- ensure that the flow rate is sufficient to turn the downhole tools;
- apply the above data and determine whether it would be possible to get returns to surface. If not, then consider using gelled fluids to enhance the carrying capacity of the fluid then reduce the flow rate or multi-phase flow to reduce the bottom hole or circulating pressure.

Again, we see that the fluid circulation analysis is a necessary tool to try the different scenarios until a satisfactory drilling program is achieved.

FATIGUE ANALYSIS

Fatigue analysis is used to minimize the risk of coiled tubing failure due to metal fatigue. The metal fatigue is a result of plastic deformation cycles of the coiled tubing. Thus, the fatigue analysis tracks the cycling of the coiled tubing, taking into consideration the fluid pressures and other pertinent parameters.

Due to the geometry of the equipment used in coiled tubing operations, the coiled tubing undergoes several cycles of plastic deformation. Cyclic plastic deformation induces metal fatigue much earlier than elastic loading. The use of coiled tubing is, therefore, restricted to a number of cycles determined by equipment size, internal pressures, welds, and contact with corrosive materials.

The effects of plastic deformation cycles are accrued. Thus, a computer program for monitoring the fatigue usage keeps track of the coiled tubing fatigue history.

DATA COLLECTION

As can be seen from the above, the simulation and management programs require a good deal of data. Much of the data can be provided beforehand knowing the field characteristics. However, some of this data may vary considerably once the CTD operation is commenced. It is, therefore, important to be able to update the modelling on the job.

Manual data collection is not an easy task for the coiled tubing operator. While electronic data acquisition systems allow the operator to focus on the job rather than the data collection. Used with proper software, the data acquisition system allows some real-time calculations as well as showing the trends of the job progress.

For most coiled tubing operations, the essential parameters are:

- depth;
- speed;
- string weight (hook load);
- circulating pressure;
- wellhead pressure;
- flow rate/n² rate;
- Flow total/N² total.

СБОР ИНФОРМАЦИИ

Как мы уже ранее заметили, программы моделирования и контроля требуют большого количества информации. Большое количество информации можно получить, заранее зная характеристики месторождения. Однако часть данных может значительно варьироваться, как только начнут проводиться работы с колтюбингом. Таким образом, необходимо обновлять моделирование по ходу работ.

«Ручной» сбор информации — нелегкая задача для оператора колтюбинга. А электронные системы сбора информации позволяют оператору концентрироваться на выполнении работ, а не на сборе информации. Используемая совместно с соответствующим программным обеспечением система сбора информации позволяет выполнять некоторые расчеты в реальном времени, показывая тенденции выполнения работы.

Для большинства операций с трубой важными параметрами являются:

- глубина;
- скорость;
- вес колонны;
- циркуляционное давление;
- устьевое давление;
- расход жидкости / расход азота;
- общий объем жидкости / азота.

Все эти параметры могут отслеживаться с использованием электронных сенсоров, расположенных на колтюбинговом оборудовании на поверхности.

Другими параметрами, которые могут отслеживаться, являются овальность гибкой трубы и толщина стенок. В настоящий момент существует несколько датчиков овальности трубы, которые используются сервисными компаниями, но измерения толщины стенки не так-то просто осуществить.

Скважинные показания требуют использования скважинных датчиков, равно как и канала для передачи информации. Это делает их применение более сложным, но не невозможным (на самом деле они применялись в нескольких операциях колтюбингового бурения). Более того, скважинные датчики увеличат длину и вес КНКБ, делая операцию с колтюбингом более сложной. Перечень параметров, которые могут отслеживаться, может быть бесконечным. Ниже приведены наиболее желательные, в частности для КТБ (обратите внимание, что все параметры являются внутрискважинными):

- вибрация — чтобы удостовериться, что долото еще вращается;
- гамма-излучение — для корреляции глубины;
- траектория скважины (с помощью акселерометра/магнетометра) — чтобы убедиться, что она выдерживается;
- давление — чтобы удостовериться, что давление на забое находится в требуемых пределах;
- температура — для подстройки расчета циркуляции жидкости.

Геологи и инженеры-разработчики нефтяных и газовых месторождений, исходя из своего опыта, могут продолжить этот перечень параметров для наблюдения.



The author/автор
Mohamad Al-Dujaili/Мохамад аль-Дуяили
Managing Director/главный менеджер
Modelling Engineering & Development
Company Limited (MEDCO)
Courtenay House
Monument Way East
Woking
Surrey GU21 5LY
United Kingdom
Web site: <http://www.medcotas.com>

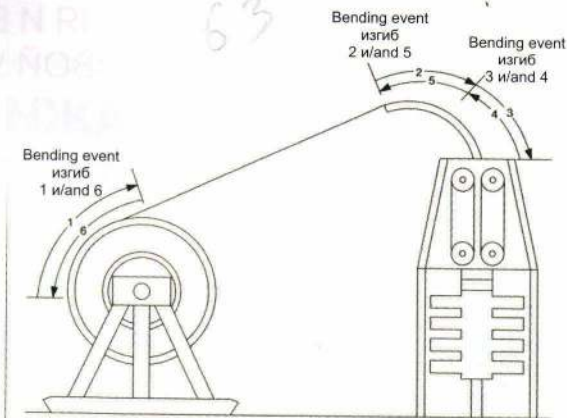


Fig. 3. Plastic deformation cycles of coiled tubing
Рис. 3. Циклы пластической деформации гибкой трубы

All the above parameters can be monitored using electronic sensors mounted on the coiled tubing equipment at surface.

Other parameters that could be monitored include the coiled tubing ovality and wall thickness. Currently, there are a couple of coiled tubing ovality gauges in use by coiled tubing service companies, but wall thickness measurements are not easily available.

Downhole readouts require downhole sensors as well as a communication link. This makes them more difficult to implement but certainly not impossible (indeed, they have been implemented in several CTD operations). Furthermore, downhole sensors will increase the length and weight of the bottom hole assembly, making the operation of the coiled tubing more difficult. The list of parameters that could be monitored can be endless. Here, the most desired parameters particularly in CTD operations are listed (Note that all of these parameters are at bottom hole):

- vibrations: to ensure that the drill bit is still turning;
- gamma ray: for depth correlation;
- accelerometer/magnetometer: to ensure that the well trajectory is maintained;
- pressure: to ensure that the bottom hole pressure is within the limitations;
- temperature: to re-adjust the calculations for fluid circulation.

Geologists and reservoir engineers may also add their own list of parameters to be monitored.



Fig. 4. Typical data acquisition system consists of data collection unit, displays, sensors, cables, computer and software.

Рис. 4. Типичная СКР состоит из устройства сбора данных, дисплеев, датчиков, кабеля, компьютера и ПО

ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ ПРИ ОЧИСТКЕ СКВАЖИНЫ ОТ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК

УДК 622.279.74

Р.А. Гасумов,
О.С. Кондренко,
А.А. Сингуров
(ОАО «СевКавНИПИгаз»)

R.A. Gasumov,
O.S. Kondrenko,
A.A. Singurov
(SevKavNIPigaz)

COILED TUBING UNIT APPLICATION AND OPPORTUNITIES ISSUES FOR SAND PLUG REMOVAL FROM WELLBORE

UDK 622.279.74

В последние годы в нефтегазодобывающей отрасли нашли широкое применение колтюбинговые агрегаты с колонной гибких труб (КГТ).

Разработанные на основе использования КГТ технологии имеют существенные преимущества [1] по сравнению с традиционными методами в следующих аспектах:

- **технический** — сокращение времени выполнения КРС, возможность проведения работ без предварительного глушения скважин, а также выполнение различных работ в сильно искривленных скважинах, что предопределяет увеличение производительности агрегатов в несколько раз;
- **экономический** — высокая эффективность оборудования, реализующего данную технологию спускоподъемных операций колонны труб;
- **экологический** — уменьшение загрязненности непосредственно устьевого площадки, сокращение объемов применяемых технологических жидкостей, сохранение герметичности устья скважины, исключение приготовления жидкости для глушения скважин;
- **социальный** — улучшение условий труда бригады за счет полного исключения работ, выполняемых под открытым небом (свинчивание-развинчивание резьбовых соединений НКТ, выброс труб на мостки и т.п.). При этом обеспечивается полное исключение ручного труда (кроме работ по монтажу-демонтажу агрегата) при сокращении численности обслуживающего персонала.

Тем не менее применяемые агрегаты не лишены недостатков. Опыт эксплуатации колтюбинговых установок показывает, что не все скважины можно отремонтировать с их помощью.

Применение гибкой трубы для очистки скважины от песчаных пробок имеет следующие ограничения:

- допустимая глубина спуска КГТ зависит от соотношения длины и диаметра, которые, в свою очередь, определяют ее пропускную способность;
- допустимые подача и давление закачки;
- возможность достижения гидромониторного эффекта для размыва песчаной пробки;
- достижение скорости восходящего потока и радиальный зазор между КГТ и НКТ, которые обеспечивают удовлетворительную очистку забоя и вынос шлама на дневную поверхность.

Диаметр колонны гибких труб для промывки песчаных пробок определяется допустимыми зазорами между наружной поверхностью труб и ствола скважины, а также необходимостью достижения заданного темпа закачки технологической жидкости для разрушения песчаной пробки и выноса механических частиц на поверхность.

Соотношение длины и диаметра КГТ определяет глубину ее спуска. Это обусловлено рядом факторов, основным из которых является расход технологической жидкости, обеспечивающий качественный размыв песчаной пробки и очистку ствола скважины, и прочностные показатели материала, из которого изготавливают трубы. В таблице 1 представлена зависимость диаметра колонны гибких труб, обеспечивающего заданную

Гасумов Рамиз Алиджавад-оглы –
и.о. генерального директора
ОАО «СевКавНИПИгаз»
(г. Ставрополь), д-р техн. наук,
профессор, академик РАЕН и
АГН РФ

Gasimov Ramiz Alidzhavad-ogly –
general director
JSC SevKavNIPigaz,
Doctor of Science,
academician of RAEN and AGN RF



Last years coiled tubing units are becoming wider and wider spread in oil and gas industry.

Technologies that have been developed basing on flexible tubing technology have significant advantages [1] over conventional approaches in the following aspects:

- **technical** – reduced workover time, possibility to conduct services without well killing, as well as working in highly deviated wells, that predetermines unit efficiency increase in several times;
- **economic** – high equipment efficiency, that implements this technology of tubing string tripping;
- **environmental** – the pollution reduction of immediate wellhead site, reduction of applied technological fluid volumes, sealing wellhead, elimination of killing fluid preparation;
- **social** – improvement of crew working conditions due to elimination of activities in the air (coupling and uncoupling of threaded joints of tubing string, tubing pulling out to access board and so on). This fully eliminates the manual labor (except for rig-up and rig-down services) against crew reduction.

Nevertheless the applied units have disadvantages. The coiled tubing operation experience shows that not of all of the wells could be serviced with this kind of units.

The use of coiled tubing has following restrictions:

- the allowed running in depth of coiled tubing depends on length and O.D. ratio, that in its turn define its throughput capacity;
- allowable capacity and flow pressure;
- opportunity of jet flow effect for the sand plug removal;
- the achievement of upcoming flow velocity and radial clearance between tubing string and coiled tubing, that provides satisfactory bottomhole zone cleaning and cutting carrying capacity to the surface.

The coiled tubing string O.D. for sand plugs flushing is defined by allowable clearances between tubing outer surface and wellbore, as well as necessity of achievement of given pumping rate of hydraulic fluid in order to remove sand plug and carrying particles to the surface.

The ratio of length vs. coiled tubing O.D. defines reach depth. It is defined by a number of factors, the main is the fluid flow, that provides efficient flushing of a sand plug and



Таблица 1/ Table 1

Область применимости колонны гибких труб, обеспечивающей очистку ствола скважины
The field of application of coiled tubing

72

ΔP, МПа MPa	Диаметр трубы, мм CT diameter, mm	Глубина спуска КГТ, м/CT string running depth, m				
		1000	1500	2000	2500	3000
10	33	-	-	-	-	-
	38	-	-	-	-	-
	42	обеспечит/provides	-	-	-	-
15	33	-	-	-	-	-
	38	обеспечит/provides	-	-	-	-
	42	то же/the same	обеспечит/provides	-	-	-
20	33	-	-	-	-	-
	38	обеспечит/provides	обеспечит/provides	-	-	-
	42	то же/the same	то же/the same	обеспечит/provides	обеспечит/provides	-
25	33	-	-	-	-	-
	38	обеспечит/provides	обеспечит/provides	обеспечит/provides	-	-
	42	то же/the same	то же/the same	то же/the same	обеспечит/provides	обеспечит/provides

пропускную способность жидкости при максимальном давлении от длины трубы при расходе Q=5 л/с [2].

Из таблицы видно, что предпочтительно использование КГТ диаметром 38 и 42 мм, которые имеют наиболее широкий диапазон глубин спуска.

Для эффективного размыва песчаной пробки необходима реализация гидромониторного истечения жидкости из насадок промывочного устройства. Вместе с этим при промывке песчано-гидратных пробок с использованием КГТ должна обеспечиваться эффективная очистка скважины от шлама. Для этого необходимо, чтобы твердые частицы были переведены во взвешенное состояние и скорость восходящего потока жидкости превышала скорость осаждения частиц [3]. При использовании колтубинговых установок технически возможно осуществление только прямой циркуляции. Недостатками прямой промывки являются сравнительно малые скорости восходящего потока жидкости с песком и низкая выносная способность по песку, так как площадь сечения кольцевого пространства значительно больше площади сечения промывочных труб, особенно в скважинах с большим диаметром эксплуатационных колонн.

При промывке песчаных пробок нужно предусмотреть расход промывочной жидкости, обеспечивающий скорость восходящего потока жидкости с песком, превышающую скорость падения частиц пластового песка в статических условиях. Кроме того, процесс выноса пластового песка значительно зависит от структурной вязкости применяемой жидкости.

Но скорость восходящего потока нельзя бесконечно повышать. Если проанализировать результаты гидравлического расчета процесса удаления песчаных пробок с применением КГТ, то можно увидеть, что с увеличением производительности при закачивании промывочной жидкости резко повышаются потери давления в КГТ, а давление на башмаке может уменьшиться до гидростатического, что приведет к снижению эффективности размыва песчаной пробки. В таблице 2 приведена зависимость между различными соотношениями диаметров КГТ-НКТ и ско-

wellbore cleaning and mechanical properties of coiled tubing material. Table 1 gives the dependency of tubing string O.D. that has a defined through-out capacity at a maximum pressure vs. tubing length at a flow rate of Q=5 l/s [2].

From the table we could see that preferable use is the 38 and 42 mm O.D.'s of CT string and, that has wider running depth range.

In order to efficiently flush sand plug it is necessary to provide jet flow from the nozzles. Along with this the use of coiled tubing string should provide efficient wellbore cleaning. For this purpose it is necessary that solid particles be in suspension state, and the velocity of upcoming flow exceeds the settling speed [3].

While using coiled tubing units it is possible to realize only direct circulation. The disadvantages of direct circulation are comparably low speed of upcoming fluid flow with sand and low sand carrying capacity, as the sectional area of annular space is significantly larger than sectional area of washpipes, especially in well with big diameter production strings.

While flushing sand plugs it is necessary to provide flow consumption, that provides upcoming flow velocity with sand, that exceeds sand settling speed in static conditions. Besides, the carryover of sand depends to a great extend from structural fluid viscosity.

But it is impossible to increase the velocity of upcoming flow all the time. Analyzing results of hydraulic calculations of sand plug removal with coiled tubing, it is possible to notice that increasing flow rate at a pumping of flush fluid the pressure loss inside the tubing drastically increase, that leads to efficiency declining of sand plug flushing. Table 2 shows dependency of different ratios of tubing O.D.'s and velocity of upcoming flow (upstream, upward flow) that provides cuttings carryover to the surface [4].

Таблица 2/ Table 2

Обеспечение выноса шлама на дневную поверхность/The cutting carryover to the surface (daylight)

73

Диаметр КГТ, мм /CT O.D.	33		38			42			
Диаметр НКТ, мм /Tubing string O.D.	73	89	114	73	89	114	73	89	114
Скорость восходящего потока, м/с Upward flow velocity, m/s	1,1611	0,7209	0,3536	1,3167	0,7781	0,3668	1,538	0,8503	0,3821
Минимальная необходимая скорость для выноса шлама, м/с Minimal velocity necessary for cuttings carryover, m/s	0,4943	0,4396	0,3939	0,5606	0,4744	0,4087	0,6548	0,5185	0,4257
Обеспечение выноса/Provides carryover	+	+	-	+	+	-	+	+	-

Примечание: Q=3 л/с;
+ — обеспечивается вынос;
- — не обеспечивается вынос

Note: Q=3 л/с;
+ — provides carryover;
- — does not provide carryover

Таблица 3/Table 3

Потери давления в КГТ в зависимости от ее диаметра и подачи агрегата
Pressure loss inside coiled tubing depending on O.D. and pump

Производительность, л/с Capacity, l/s	Перепад давления, МПа, при диаметре КГТ/Pressure differential, mPa, coiled tubing O.D.		
	33 мм/мм	38 мм/мм	42 мм/мм
2,3	14,6	6,9	3,8
2,82	21,4	10,03	5,58
3,96	40,24	18,74	10,4
4,94	60,96	28,27	15,63

Примечание: расчёт производится для скважины глубиной 1000 м, в качестве рабочего агента используется полимерный раствор ($\rho=1050 \text{ кг/м}^3, i=10 \text{ Па}, \eta=0,027 \text{ П}\cdot\text{с}$).
Note: the calculation is performed for a well of 1000 m, as a working agent is use a polymeric solution ($\rho=1050 \text{ кг/м}^3, i=10 \text{ Па}, \eta=0,027 \text{ P}\cdot\text{s}$).

ростью восходящего потока полимерного раствора, обеспечивающего вынос шлама на дневную поверхность [4].

В таблице 3 приведена зависимость гидродинамических потерь давления от производительности насоса.

Гидравлические сопротивления возрастают при увеличении расхода технологической жидкости, поэтому при прокачивании ее через КГТ малого диаметра, максимально возможный расход составляет 5 л/с.

Можно сделать вывод, что для очистки ствола скважины лучше всего подходят промывочные жидкости с высоким отношением предельного динамического напряжения сдвига к пластической вязкости, тем самым мы сможем снизить потери давления в КГТ.

Например, применение эмульсионного раствора рекомендуется в условиях нормальных пластовых давлений, когда ствол скважины сложен породами с повышенной склонностью к потере устойчивости [5].

В условиях АНПД наилучшие результаты по промывке песчаных пробок достигаются с использованием пенных систем.

Использование пенных систем в качестве промывочного агента позволяет:

- быстро изменять забойное давление путем регулирования плотности пены;
- повысить механическую скорость промывки пробки;
- снизить расходы жидкости на 20–30 % вследствие высокой удерживающей способности пены;
- минимально воздействовать на продуктивный пласт.

При прокачивании пены через КГТ возникают большие гидравлические потери, не позволяющие достигнуть гидромониторного эффекта, достаточного для размыва песчаной пробки. Поэтому необходимо применение механических устройств, способных разрушать пробки, особенно цементированные песчано-глинистые, в импульсном режиме подачи рабочего промывочного агента. А для условий, не позволяющих выносить шлам на поверхность, необходима разработка технологии и технических средств для генерации пен на забое.

ЛИТЕРАТУРА

1. Молчанов А.Г. Агрегат «Скорпион» для внутрискважинных работ с гибкими длинномерными трубами / I Всероссийская конференция по колтюбинговым технологиям. Москва 25 марта 1998 г. — М.: Минтопэнерго, 1998.
2. Вайншток С.М., Молчанов Н.Г., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб. — М.: Изд.-во Академии горных наук, 1999. — 224 с.
3. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов. — М.: Недра, 1987. — 307с.
4. Трубы нефтяного сортамента: Справочник / Под ред. А.Е. Сарояна. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1987. — 488 с.
5. Рябоконт С.А. Технологические жидкости для ремонта и заканчивания скважин / Техника и технология ремонта и заканчивания скважин в условиях АНПД: Сб. тр. — Краснодар: НПО «Бурение», 2002.

Table 3 shows dependency of hydrodynamic pressure loss on pump capacity

Hydraulic friction increases as hydraulic fluid flow rate increases, so while pumping the fluid through coiled tubing of small diameter, the maximum fluid consumption is 5 l/s.

It is possible to make a conclusion that in order to clean wellbore it is better to use flushing fluids with high ratio of maximum dynamic stress to plastic viscosity, so that it would be possible to reduce pressure losses inside coiled tubing.

For example application of emulsive solution it is recommended under conditions of normal formation pressure, when a wellbore is being composed with rocks with tendency for stability loss [5].

Under conditions of abnormal low pressure the best results regarding sand plug flushing are achieved with foam systems.

The use of foam systems as a flushing agent allows to:

- change bottomhole pressure in a quick way by means of foam density adjustment;
- increase mechanical velocity of plug flushing;
- reduce fluid losses by 20–30 % by means of high holding capacity of foam;
- minimize effect on reservoir.

While flushing foam through coiled tubing there arise high hydraulic losses, preventing achievement of jet effect, that would be enough to flush the sand plug. That is why it is necessary to use mechanical means, that are capable of plug removal, especially cemented sandy-argillaceous plugs, in a pulse mode of pumping working flushing agent. And for conditions that prevent cuttings from being carried to the surface, it is necessary to develop technology and technical mans for foam producing on a bottomhole.

Literature

1. Molchanov A.G. Unit Scorpion for coiled tubing down-hole services / All-russian conference for coiled tubing technologies. Moscow, 25 of March 1998. — M. Mintopenergo, 1998.
2. Vainshtock S.M., Molchanov N.G., Nekrasov V.I., Chernobrovkin V.I. Down-hole services and well drilling with coiled tubing. — M. Academy of Rock science, 1999. — 224 p.
3. Leonov E.G., Isaev V.I. Fluid dynamics in drilling. — M. Nedra, 1987. — 307 p.
4. Range of oilfield tubing: Under Saroyan A.E. — M. Nedra, 1987. — 488 p.
5. Ryabokon S.A. Hydraulic fluids for well servicing and completion/Equipment and technology of servicing and well completion under ALFP. — Krasnodar: NPO Burenije, 2002.

ВИНТОВЫЕ ГЕРОТОРНЫЕ МАШИНЫ НА СЛУЖБЕ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ

Д.Ф. Балденко,
д.т.н., главный конструктор
винтовых гидромашин
НПО «Буровая техника»

D.F. Baldenko,
Doctor of Technical Science, Chief
designer of screw hydromachines,
Burovaya Technica

SCREW GERO-ROTOR MACHINES ARE ON SERVICE OF COILED TUBING TECHNOLOGY

Винтовые героторные гидравлические машины получили достаточно большое применение в нефтяной и газовой промышленности. В последнее время, с развитием технологий колтюбингового бурения, интерес к винтовым забойным двигателям (ВЗД) значительно возрос в связи с перспективными энергетическими и габаритными характеристиками.

ВИНТОВЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Пионерами разработки ВЗД является Всесоюзный НИИ буровой техники и его Пермский филиал (в настоящее время НПО «Буровая техника» и «ВНИИБТ-Буровой инструмент»), которые в 60–70-е годы прошлого века первыми в мире разработали многозаходные винтовые забойные двигатели.

В настоящее время отечественные заводы, в основном заводы ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент», выпускают около 60 типоразмеров ВЗД диаметром от 48 мм до 240 мм [1, 2].

Варьируя геометрическими размерами рабочих органов, и прежде всего заходностью ротора и статора (кинематическим отношением), конструкторы спроектировали ВЗД в широком диапазоне частот вращения (от 50 до 300 об/мин) с крутящим моментом, превышающим момент турбобуров аналогичного диаметра в 3–4 раза.

Учитывая сегодняшний уровень отечественных колтюбинговых технологий, можно рекомендовать для работы с колтюбингом следующие ВЗД:

- для бурения — двигатели диаметром 106, 120, 127 мм;
- для капитального ремонта скважин — двигатели диаметром 48, 75, 85, 95 мм.

Большинство указанных ВЗД оснащены регулируемым кривым переводником, что позволяет использовать эти машины также и в горизонтальном бурении новых и дополнительных скважин.

До сих пор отечественные ВЗД используются в колтюбинговых технологиях в незначительных объемах, хотя имеется положительный опыт их применения [3].

Частично это объясняется недостаточной обеспеченностью ВЗД технологическими принадлежностями — аксессуарами: нагрузателями, ориентаторами, компоновками низа буровой колонны и т.п. В последнее время НПО «Буровая техника» восполняет указанный пробел и разрабатывает необходимую технику.

В частности, в НПО разработали телескопический гидравлический нагрузатель, применение которого обеспечивает равномерную подачу долота и уменьшает динамические нагрузки на элементы ВЗД и телеметрической системы, что особенно актуально для стабилизации режимов колтюбингового бурения.

КОМПОНОВКА НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ (КНБК) ДЛЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ

Новое применение ВЗД могут получить в управляемых КНБК для набора кривизны и проводки горизонтальных скважин.

Оригинально решена забойная компоновка конструкции ВНИИБТ, включающая два последовательно расположенных ВЗД (рис. 1). Нижний двигатель-отклонитель 1 предназначен для привода породоразрушающего инструмента, а верхний дополнительный 2 (конструктивно выполненный с вращающимся корпусом) — для вращения корпуса двигателя-отклонителя при бурении участка стабилизации ствола скважины. Между дви-

Screw gero-rotor hydromachines are getting wider spread in oil and gas industry. Today, with development of coiled drilling technologies, the interest towards crew downhole motors significantly grew up due to energy prospectives and dimensions.



SCREW MOTORS

The pioneers of screw motor development is All-Union Research Institute of Drilling Equipment and its Perm branch (today Burovaya Technica and VNIIBT-Burovoy Instrument), that in 60–70-ies of last century were the first who developed multiple-thread screw downhole motors. Today, domestic factories, mainly VNIIBT — Burovoy Instrument manufactured about 60 standard sizes of downhole motors from 48 mm up to 240 mm [1, 2].

Varying geometry tubing properties of driven elements, and first of all number of starts of rotor and stator (cinematic ration), engineers have designed dowhole motor in a relatively wide rotating range (from 50 to 300 rpm) with torque exceeding turbodrill torque of a similar O.D. in 3–4 times.

Considering the present level of domestic coiled tubing technologies, it possible to recommend following downhole motors for coiled tubing services:

- for drilling — motors with O.D. 106, 120 and 127 mm;
- for well overhaul — motors with O.D. 48, 75, 85, 95 mm.

The majority of mentioned downhole motors are equipped with adjustable bend sub that allows using these machines in drilling of vertical wells as well as in horizontal drilling of new and additional wells.

Until now domestic downhole motors have been used in coiled tubing technologies to insignificant extent, though there is positive experience of their application [3].

Partially it is explained with insignificant supply of screw downhole motors with technological accessories: loaders, orienters, BHA and so on. Recently Burovaya Technica bridges the gap and develops the necessary equipment.

In particular, they developed a telescopic hydraulic loader, that provides for uniform drilling bit feed and reduces dynamic loads on downhole motor parts and telemetry system, that is particularly important for the stabilization of CT drilling process.

BHA FOR HORIZONTAL DRILLING

The new application of downhole motor could be implemented in steerable BHA for drift angle buildup and horizontal hole making.

VNIIBT proposes the original design of bottom hole assembly, that comprises two sequentially located downhole motors. (fig.1).

The lower deflector-motor 1 designed in order to drive rock-destroying tools, and upper additional 2 (with rotating body) — in order to rotate body of deflector-motor while drilling stabilization well section.

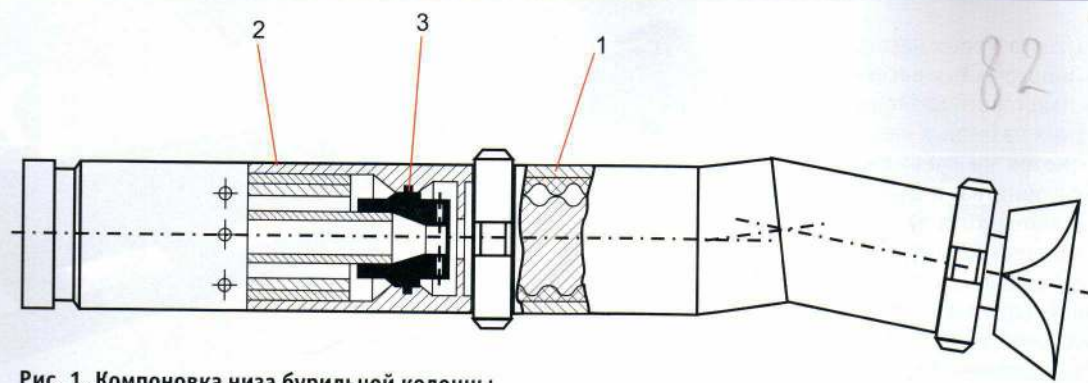


Рис. 1. Компоновка низа бурильной колонны
Fig. 1. Bottomhole assembly

гателями монтируется гидравлический распределитель потока жидкости 3 (подпружиненный поршень), который приводится в действие с поверхности путем увеличения на 20–25 % расхода промывочной жидкости относительно номинального.

Преимущество компоновки состоит в повышении надежности ввиду снижения нагрузки на трубу и устранения потенциальной возможности поломки труб при бурении скважин сложного профиля.

ОДНОВИНТОВЫЕ НАСОСЫ

За последние десятилетие заметную роль в нефтяной промышленности играют одновинтовые насосы (ОВН), именуемые в зарубежной литературе как насосы Муано или Progressive Cavity Pumps. Простота конструкции и уникальные энергетические и эксплуатационные характеристики ОВН позволяют эффективно использовать их в различных технологических процессах.

Новые эксплуатационные возможности ОВН открылись при использовании многозаходных винтовых героторных рабочих органов (РО), первоначально (в 70–80-е годы) применявшихся только в качестве РО забойных гидродвигателей для бурения скважин.

В 90-е годы многозаходные ОВН начали разрабатывать НПО «Буровая техника» — ВНИИБТ и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина [5].

- Многозаходные ОВН имеют ряд преимуществ:
- увеличенный рабочий объем, что позволяет повысить подачу Q при одинаковой частоте вращения и наружном диаметре насоса;
 - уменьшенный осевой габарит (до 1–1,5 м) при одинаковых давлениях;
 - кратное увеличение контактных линий, разделяющее области высокого и низкого давления.

Сравнение характеристик насосов с многозаходными и традиционными РО при одинаковом контурном диаметре, натяге в паре, числе шагов и частоте вращения показало существенные преимущества многозаходных ОВН по подаче и давлению.

ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВИНТОВЫХ НАСОСОВ

Одновинтовые насосы являются практически единственным типом роторных насосов, способным перекачивать жидкости широкого диапазона физико-химических свойств, в том числе вязкие, содержащие газ, механические примеси и не обладающие смазывающими способностями. Это достигается самим принципом действия и конструкцией РО (наличием эластичной обкладки статора и износостойкого ротора). Для ОВН также характерна равномерность подачи, возможность изменения направления потока путем реверсирования приводного вала, высокая всасывающая способность, относительно высокий КПД [4].

Указанные особенности предопределили место ОВН в парке насосной техники. В нефтяной промышленности они применяются в качестве:

- скважинных насосов с погружным электроприводом;

There is a hydraulic flow distributor located between motors 2 (spring loaded piston), that is actuated from surface by means of 20–25 % flow rate increase comparing to rated flow.

The advantage of the assembly features reliability due to reduction of tubing and avoidable feature of tubing breakdown while drilling well of a complicated profile.

SINGLE SCREW PUMPS

During the last decade the significant role in oilfield industry has been performed by single screw pumps, called in foreign sources as Muano pumps or Progressive Cavity Pumps. The design simplicity and unique energy features allow using them in different technological processes.

New features of single screw pumps were discovered while using multiple screw gero-rotor executive devices, initially (in 70–80-ies) using as executive devices dowholes hydraulic motors for well drilling.

In 90-es multiple single screw pumps were developed by "Burovaya Technica" — VNIIBT and Gubkin Oil & Gas university [5].

- Multiple single screw pumps have a lot of advantages:
- increased working displacement, that allows to increase Q feeding at same rpm and pump O.D.;
 - reduced axial external dimensiony (to 1–1.5 mm) at same pressures;
 - divisible increase of contact lines, dividing areas of high and low pressures.

Comparison of pump properties with multiple and conventional executive devices at a similar outline diameter, together stand-off, number of steps and rpm showed significant advantages of multiple screw pumps according to feeding and pressure.

SINGLE SCREW PUMPS APPLICATION FIELD

Single screw pumps are nearly the single type of rotary pumps, that are capable of pumping fluid of a wide range of physicochemical properties, as well as viscous, gas-containing, mechanical impurities without lubricating properties. This is achieved with mode of functioning and design of rotary pump (with presence of elastic facing of stator and wearproof rotor). A feeding uniformity is typical for single screw pumps, the possibility to change flow direction with power shaft reversing, high suction capacity, relatively high efficiency [4].

The mentioned features have predetermined the role of single screw pumps in pumping equipment fleet. It is being used in oilfield industry as

- dowhole pumps with submersible electric drive;
- dowhole sucker-rod pump;
- surface and submersible pumps for formation pressure maintenance;
- multiphase surface pumps.

However, despite evident operational advantages, single screw pumps are not used in drilling equipment, though they have evident technical premises.

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

- скважинных штанговых насосов;
- наземных и погружных насосов для поддержания пластового давления;
- мультифазных наземных насосов.

Однако, несмотря на очевидные эксплуатационные достоинства, в буровой технике ОВН не применяются, хотя для этого имеются очевидные технические предпосылки.

Современная технология изготовления этих насосов позволяет производить рабочие пары длиной 3–5 м, диаметром 240 мм и более. Кроме того, ряд зарубежных фирм освоили производство статоров с равномерной толщиной эластичного слоя, что позволяет существенно повысить нагрузочную способность насоса и ресурс его работы.

По сравнению с поршневыми и плунжерными насосами ОВН имеют выгодные массо-габаритные показатели (за счет исключения кривошипно-шатунного механизма, клапанов и компенсаторов), а также расширенную область применения по свойствам перекачиваемых сред.

Исходя из сегодняшнего уровня техники, можно считать, что ОВН могут быть использованы в буровой технологии в качестве:

- буровых насосов для мобильных буровых установок, в том числе оснащенных гибкими непрерывными трубами;
- шламовых насосов в циркуляционной системе;
- резервуарных насосов в экологических проектах.

В качестве базовой компоновки для буровых насосов может быть использована классическая схема горизонтального насоса общего назначения («Ливгидромаш», «ВНИИБТ–Буровой инструмент», Netzsch и др.), успешно зарекомендовавшая себя в различных отраслях промышленности (рис. 2).

Как видно из рисунка, насос и приводной электродвигатель располагаются на общей раме. Собственно насос состоит из шпинделя, включающего приводной вал с подшипниками и уплотнением, всасывающего и нагнетательного патрубков. Крепление статора и патрубков может производиться с помощью стяжек или резьб. Для соединения ротора и приводного вала может применяться двухшарнирное соединение или гибкий вал (торсион). В качестве привода может быть использован электродвигатель или коробка отбора мощности двигателя автомашины.

Для бурового насоса с подачей промывочной жидкости 3–10 л/с и давлением 20 МПа длина насоса с приводом составит примерно 5 м. Наружный диаметр корпуса насоса — 180–200 мм.

Таким образом, ОВН могут найти применение в мобильных буровых установках, а также в колтюбинговых технологиях при выполнении работ по повышению нефтеотдачи пластов и других операциях.

Литература

1. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели. — М.: Недра, 1999.
2. Коротаев Ю.А., Цепков А.В., Кочнев А.М. и др. Многозаходные винтовые забойные двигатели для бурения и капитального ремонта скважин. — М.: ВНИИОЭНГ, 2002.
3. Ахметов А.А., Балденко Д.Ф., Хадиев Д.Н. Винтовые двигатели: новые возможности капитального ремонта скважин. Бурение & нефть. 2002. — №9.
4. Балденко Д.Ф., Бидман М.Г., Калишевский В.Л. и др. Винтовые насосы. М., Машиностроение, 1982.
5. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Власов А.В., Хабетская В.А. Одновинтовые насосы в нефтепромысловой технике. // Бурение и нефть. — 2004, май. — С. 12–15.
6. Каталоги компаний «Ливгидромаш», «ВНИИБТ–Буровой инструмент», Netzsch, Kachele.



Рис. 2. Типичная конструкция горизонтального ОВН
Fig. 2. Typical construction of horizontal single screw pump

The state-of-the-art technology of this type of pumps manufacturing allows manufacturing of working couples, with length 3–5 m and diameter of 240 mm and higher. Besides, a number of foreign companies have mastered the manufacturing of stators with uniform thickness of elastic coating that allows significantly increasing the output capability of pump and its lifetime.

Comparing to piston and plunger pumps the single screw pumps have advantageous dimensions (no crank mechanism, valves and jacks), and also increased field of application according to properties of pumping media.

Based on today's state of the art, it is possible to consider that single screw pumps could be used in drilling equipment as:

- drill pumps for mobile drilling units, as well as for units equipped with coiled tubing;
- mud pump in circulation system;
- reservoir pumps in ecological projects.

As a basic layout for mud pumps could be used classical layout of general purpose horizontal pumps (Livgidromash, VNIIBT–Burovoy Instrument, Netzsch and others), that successfully proved itself in different industry branches (fig. 2).

As we can see from the figure, the pump and drive motor are located on mutual frame. The pump itself consists from spindle, that comprises power shaft with bearings and sealing, sucker and discharge outlets. The anchoring of stator and unions could be effected with a help of buckles and carving. a double-hinged union or torsion bar could join rotor and power shaft.

An electric motor of power takeoff gearbox of a truck could be used as a drive.

For drill pump with supply of circulating fluid of 3–10 l/s and pressure of 20 mPa, the length of a pump with drive is about 5 meters. The outer housing diameter is 180–200 mm.

So, the screw gero-rotor pumps could be employed in mobile drilling devices, as well as in coiled tubing units in stimulation of layers and other activities.

Literature

1. Baldenko D.F. Baldenko F.D., Gnoevikh A.N. Screw downhole motors — M.: Nedra, 1999.
2. Korotaev Y.A. Zepkov A.V. Kochnev A.M. and others. Multiple screw downhole motors for well drilling and overhaul operations — M.: VNIIOENG, 2002.
3. Akhmetov A.A. Baldenko D.F., Khadiev D.N. Screw motors: new opportunities for well overhauls // Drilling and oil. — 2002. — No. 9.
4. Baldenko D.F. Bidman M.G., Kalishevski V.L. and others. Screw pumps. — M.: Mashinostroenie, 1982.
5. Baldenko D.F., Baldenko F.D., Vlasov A.V., Khabetskaia V.A. Single screw pumps in oilfield equipment // Drilling and oil. — 2004, May — p. 12–15.
6. Companies catalogues Livgidromash, VNIIBT–Burovoy Instrument, Netzsch, Kachele.

ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА НА СЕВЕРО-СТАВРОПОЛЬСКОМ ПХГ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ M10

A. A. Basov, chief engineer of Administration for drilling and servicing of Kavkaztransgaz,
V. S. Nogotkov, chief geologist of Administration for drilling and servicing of Kavkaz-transgaz

Сегодня колтюбинговые технологии являются одним из основных резервов для повышения эффективности и рентабельности ремонтных работ. Месторождения, эксплуатируемые ООО «Кавказтрансгаз», в основном находятся на завершающей стадии эксплуатации и так же, как Северо-Ставропольское ПХГ, характеризуются аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД). В этих условиях возможность осуществлять ремонт скважин без глушения и осваивать скважины при помощи КГТ (колонны гибких труб) делает колтюбинговые технологии максимально востребованными.

Развитие и расширение спектра колтюбинговых технологий основывается на повышении эффективности ремонта скважин за счет двух основных факторов:

- сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта, что является следствием возможности удобно и безопасно проводить работы в скважине под давлением;
- сокращение всех видов затрат.

Кроме того, применение колтюбинговой техники дает ощутимый социальный и природоохранный эффект.

Следует признать, что технологии ремонта скважин с использованием КГТ не являются универсальными и полностью не заменяют существующих традиционных технологий. Наличие в ООО «Кавказтрансгаз» установок с гибкими трубами и соответствующего оборудования для работы с КГТ не исключает применения имеющегося там традиционного оборудования для ремонта скважин. Практика показывает, что КГТ дополняет его и повышает эффективность ведения ремонтных работ на ПХГ и месторождениях в целом.

Одной из задач на Северо-Ставропольском ПХГ является освоение скважин большого диаметра в условиях аномально низких пластовых давлений. Бурение скважин большого диаметра на Северо-Ставропольском ПХГ проводится в рамках программы повышения суточной производительности хранилища. Скважины имеют типовую проектную конструкцию:

- эксплуатационная колонна диаметром 245 мм спущена до глубины 800 (849) м;
- НКТ диаметром 168 мм — глубина подвески 680 (720) м;
- интервал перфорации — 725–764 м (ПК0-105С, 20 отв./м);
- проектный дебит газа — 330 тыс. м³/сут.;
- коэффициент аномальности пластового давления $k = 0,27-0,44$.

Большое значение при строительстве этих скважин придается сохранению коллекторских свойств пласта

А.А. Басов, и.о. главного инженера Управления буровых и ремонтно-восстановительных работ ООО «Кавказтрансгаз»,

В.С. Ноготков, главный геолог Управления буровых и ремонтно-восстановительных работ ООО «Кавказтрансгаз»

DEVELOPMENT OF LARGE DIAMETER WELLS IN SEVERO-STAVROPOLSKY PHG (UNDERGROUND GAS STORAGE) WITH COILED TUBING UNIT M10 APPLICATION

Today coiled tubing services are one of the main reserves of efficiency and profitability increase of servicing activities. Fields operated by Kavkaztransgaz are mainly on the latest stage of development, as Severo-Stavropolsky PHG is defined with anomalous low formation pressures. Under these conditions workover of well without well killing and development of wells with coiled tubing puts a great demand for coiled tubing technologies.

The development and widening the range of coiled tubing technologies relays upon servicing efficiency increase due to two factors:

- conservation of reservoir properties of producing zone, as a consequence of convenient and safe operating in a well under pressure;
- reduction of all the kinds of costs.

Besides, application of coiled tubing equipment gives a tangible sociable and nature-conservative effect.

We should admit that well servicing with coiled tubing is not universal means and would not fully replace existing conventional technologies. Availability of coiled tubing units and associated equipment for servicing with coiled tubing in Kavkaztransgaz would not exclude application of available conventional equipment for downhole servicing. As practice shows that coiled tubing complements it and increases the efficiency of services being conducted on PHG and field in general.

One of the goals on Severo-Stavropolski PHG is conduction of operations with large diameter wells under conditions of anomalous low formation pressures. Drilling of large diam-



A.A. Басов / A. A. Basov



В.С. Ноготков / V. S. Nogotkov

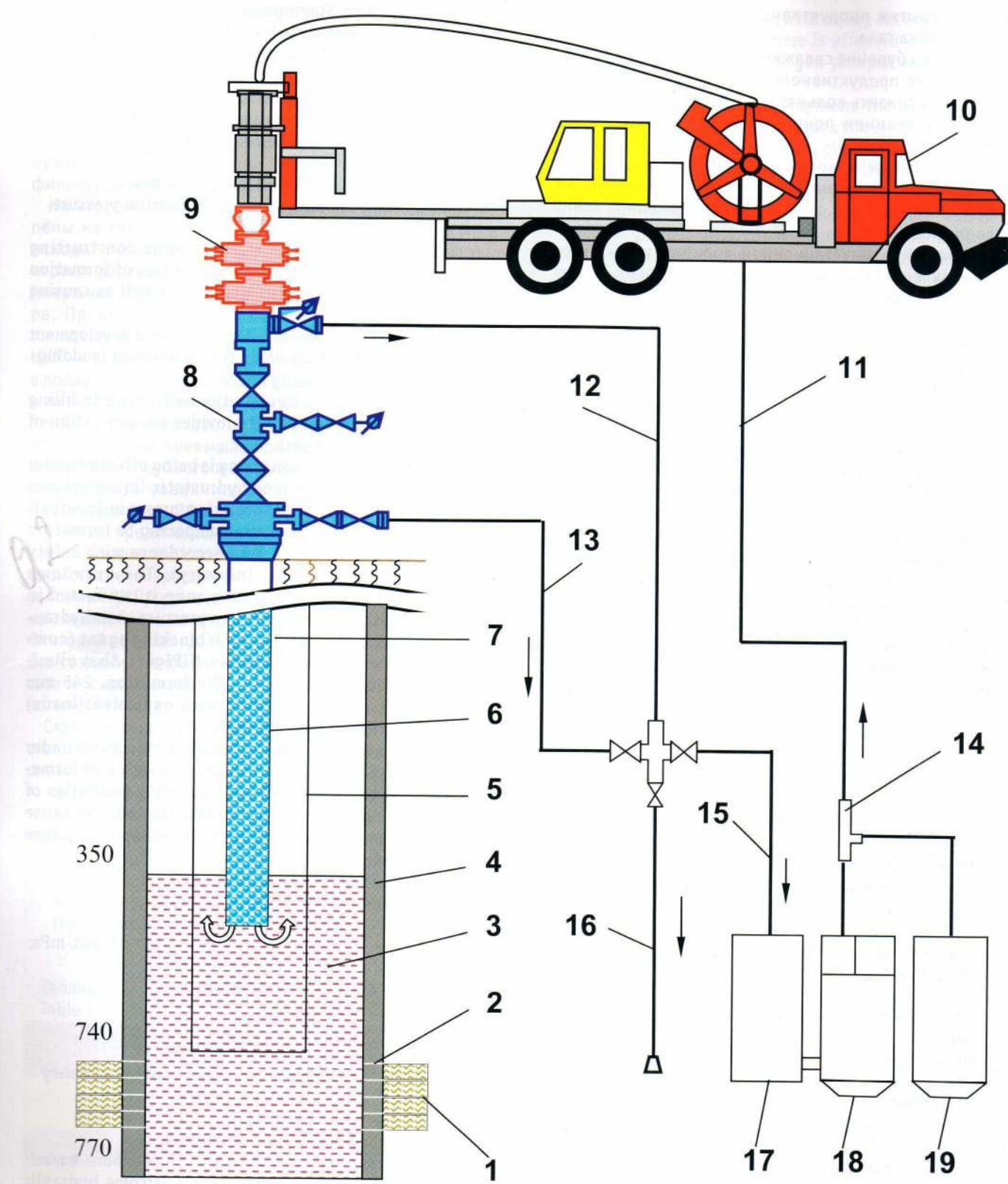


Рис. 1. Технологическая схема обвязки оборудования при освоении скважин большого диаметра с применением колюбинговой установки M10:

1 – продуктивный горизонт; 2 – фильтр; 3 – блокирующий состав (НПОЖ); 4 – э/колонна Ø 245 мм; 5 – НКТ Ø 168 мм; 6 – двухфазная пена; 7 – колонна гибких труб Ø 38 мм; 8 – фонтанная арматура; 9 – герметизатор и установка превенторная; 10 – установка M10; 11 – нагнетательная линия; 12 – исходящая линия (НКТ); 13 – исходящая линия (затрубное пространство); 14 – эжектор; 15 – обратная линия; 16 – факельная линия; 17 – ёмкость для ПОЖ; 18 – ЦА-320; 19 – СД^{9/101}

Fig. 1. Technological diagram of equipment for development of large O.D. wells with coiled tubing unit M10:

1 – productive horizon, 2 – filter, 3 – blocking composition (nonfreezable foam-forming liquid), 4 – e/string O.D. 245 mm, 5 – tubing string O.D. 168 mm, 6 – two-phase foam, 7 – CT string O.D. 38mm, 8 – X-mass tree, 9 – Stripper and BOP stack, 10 – M10 unit, 11 – injection line, 12 – out line (tubing string), 13 – out line (annular space), 14 – ejector, 15 – return line, 16 – flare, 17 – foam-forming liquid tank, 18 – CA-320, 19 – CD^{9/101}

как при вскрытии продуктивных отложений, так и при вызове притока газа.

Проектом на бурение скважин предусмотрены два способа вскрытия продуктивного горизонта, позволяющих максимально снизить кольматацию коллектора:

- 1) с использованием пены в качестве промывочного агента;
- 2) с применением малоглинистого полимерного раствора с органическим наполнителем и технологии, предусматривающей формирование временной крепи скважины.

Перфорация эксплуатационной колонны проводится в условиях «равновесия» гидростатического давления столба жидкости в стволе скважины и пластового давления (превышение давления столба жидкости над пластовым давлением создавалось в пределах 10–15 % в соответствии с требованиями Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности). Снижение уровня перед вскрытием продуктивного пласта проводится в зависимости от величины текущего пластового давления. В качестве технологической жидкости ствол скважины в интервале перфорации заполняется блокирующим составом (рецептура разработана ОАО «СевКавНИПИгаз»), предотвращающим проникновение кольматанта в пласт. 245-миллиметровая эксплуатационная колонна перфорируется зарядами ЗПК-105(Н) с плотностью 20 отв./м.

Как показывает опыт, освоение скважин в условиях АНПД при коэффициенте аномальности пластового давления ниже 0,5 и высоких коллекторских свойствах продуктивных отложений является непростой задачей. Для вызова притока газа из пласта необходимо создать депрессию на пласт:

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб} \quad (1)$$

где P — депрессия на пласт, МПа;
 $P_{пл}$ — пластовое давление, МПа;
 $P_{заб}$ — забойное давление, МПа.

Забойное давление описывается зависимостью:

$$P_{заб} = (H\rho_{ж}g)10^{-6} + P_{доп} \quad (2)$$

где H — высота столба жидкости, м;
 $\rho_{ж}$ — осредненная плотность жидкости по стволу скважины, кг/м³;
 $P_{доп}$ — давление, необходимое для преодоления сил гидравлического сопротивления при удалении жидкости, МПа.

Следовательно, при вызове притока из пласта, т.е. депрессионного воздействия на пласт, должно быть выполнено условие:

$$P_{пл} > H\rho_{ж}g + P_{доп} \quad (3)$$

Традиционно освоение скважин хадумского горизонта на ПХГ проводится методом снижения плотности жидкости в стволе скважины и последующей продувкой инертным газом. С этой целью на первом этапе технологическая жидкость заменяется на двухфазную пену (со степенной аэрации $a = 24 - 30$). На втором этапе работ производится вытеснение пены инертными газами, закачиваемыми при помощи компрессора СД-⁹/₁₀₁.

На начало освоения давление столба технологической жидкости в скважине обеспечивает минимально допустимую репрессию на пласт, что предотвращает проникновение в призабойную зону пласта (ПЗП) кольматирующих веществ. В процессе замены жидкости на пену вытесняют жидкость в НКТ при прямом пуске скважины (или в за-

eter wells at Severo-Stavropolski PHG is conducted within the frames of program aimed at daily production increase. The wells have typical design:

- production string 245 mm is run to a depth of 800 (849) m;
- tubing string 168 mm — fixed at 680 (720) m;
- perforating interval 725–764 m (PKO-105C, 20 holes/m);
- designed gas recovery 330 000 m³ per day;
- coefficient of anomalousness of formation pressure $k = 0,27-0,44$.

A significant importance is given while constructing wells to preservation of reservoir properties of formation while development of producing zone, as well as causing a gas discharge.

Well drilling project provides for two ways of development of producing horizon, that would reduce reservoir mudding.

1. using foam as a flushing agent
2. using thin clay polymer solution with organic filling agent and technology that provides for generation of temporary well support.

Perforation of production string is being effected under conditions of equilibrium of hydrostatic liquid column pressure in a wellbore and formation pressure (overbalance of liquid column pressure comparing to formation fluid is to be within 10–15 % in accordance with Safety regulations in oil and gas industry). The drawdown before development of producing zone is conducted in accordance with current formation pressure. As a hydraulic fluid the wellbore is filled with blocking agent (comounding is developed by SevKav-NIPIgaz), that eliminates penetration of mud into the formation. 245 mm production string is perforated with explosives (loads) ZPK-105(n) with density 20 holes/m.

According to the experience, the well development under conditions of ALFP under anomalousness ratio of formation pressure below 0.5 and high collector properties of producing zones is a complicated task. In order to cause a gas discharge from a formation it is necessary to cause underbalanced conditions:

$$\Delta P = P_f - P_d \quad (1)$$

Where ΔP — formation underbalanced conditions, mPa;
 P_f — formation pressure, mPa;
 P_d — downhole pressure, mPa.

The downhole pressure is described with dependency

$$P_d = (H\rho_a g)10^{-6} + P_{ад} \quad (2)$$

Where H — height of liquid column, m;
 ρ_a — average fluid density along wellbore, kg/m³;
 $P_{ад}$ — pressure, necessary to overcome hydraulic resistance at a fluid removal, mPa.

Consequently, causing fluid inflow from formation, that is underbalanced effect on a formation, following conditions should be observed:

$$P_f > H\rho_a g + P_{ад} \quad (3)$$

Conventional well development of Hadumski horizon on PHG is effected with a method of fluid density decrease inside a wellbore and following expulsion with rare gas. For this purpose during the first stage they replace hydraulic



трубье — при обратном пуске), высота столба жидкости увеличивается и, следовательно, растет забойное давление в соответствии с выражением (2). Максимального значения забойное давление достигает в момент, когда пена находится у башмака НКТ. Как показывает опыт, при определенной репрессии на пласт происходит поглощение пластом технологической жидкости и двухфазной пены, приводящее к кольтматации ПЗП и в итоге — к снижению фильтрационно-ёмкостных свойств пласта.

На втором этапе, при замене в скважине двухфазной пены на газ, при достижении газом башмака НКТ происходит поглощение газа пластом (здесь большую роль играют различные фазовые проницаемости для пены и инертных газов), т.е. наблюдается эффект гидрозатвора. Процесс освоения может прекратиться полностью, т.к. пена находится в затрубном пространстве (или в НКТ — в зависимости от выбранного способа освоения), а подаваемый компрессором в скважину газ закачивается в пласт. Как показывают расчеты, во время оттеснения пены на забое создается давление примерно 5–7 МПа, что в 2–3 раза превышает пластовое (2–3 МПа). Большие объемы трубного и затрубного пространства скважин значительно увеличивают время вызова притока до 8–10 часов (скв. 78, 149, 141 и др.).

С целью предотвращения попадания в пласт технологических жидкостей, способных ухудшить его коллекторские свойства, и сокращения затрат на освоение скважин в условиях АНПД применяется технология вызова притока из скважин большого диаметра с использованием колтюбинговой техники. Данная технология позволяет плавно, без создания репрессии на пласт, провести вызов притока газа из скважины за счет поинтервальной замены технологической жидкости на двухфазную пену.

Ставропольское управление буровых и ремонтно-восстановительных работ ООО «Кавказтрансгаз» имеет на своем балансе две установки колтюбингового типа:

- агрегат ремонтный технологический АРТ-1 на базе автомобиля КРАЗ-250 (производство АООТ «МАРЗ», Воронежская область), предназначенный для проведения работ по капитальному и текущему ремонту нефтяных и газовых скважин при избыточном давлении на герметизируемом устье до 21 МПа в интервале глубин до 1500 м;

fluid with two-phase foam (with airing extent $a = 24 - 30$). During the second stage there is effected a following displacement of foam with rare gas, pumped with compressor $SD^{-9}/_{101}$.

By the beginning of development the hydraulic liquid column pressure in a well provides the minimum allowable repressions on a formation, that eliminates penetration of mud into bottomhole formation zone. While replacing fluid with foam in tubing string during direct launch of a well (of in annular space — during reverse launch), the height of liquid column and consequently growths bottomhole pressure in accordance with equation (2). The bottomhole pressure reaches maximum value at the moment when foam is near shoe of tubing string. As experience shows, during defined repressions on the formation, the formation absorbs hydraulic fluids and two-phase foam, that results in mudding of bottomhole formation zone and as a result in reduction of filtration-capacitative properties of the formation.

On the second stage, while displacing two-phase foam with gas, and when gas reaches shoe of tubing string, the formation absorbs gas (an important role is played with different relative permeability for foam and rare gases), that is we could see an effect of hydroseal. The process of development could be completely stopped, as the foam is in annular space (or in tubing string, depending on way of development), and gas supplied into a well by pump is being pumped into formation. According to calculations, during pushing foam aside on a bottom hole zone, there arises a pressure in 5–7 mPa, that in 2-3 times exceed formation pressure (2–3 mPa). Big volumes of tubing and annular space of a well significantly increase inflow time up to 8–10 hours (wells 78, 149, 141 and others).

For the purpose of prevention of hydraulic fluids getting into the formation, that are able to worsen its reservoir properties, and cost reduction for well development in conditions of abnormally low formation pressure; there has been applied technology of inflow production from big diameter wells with coiled tubing equipment. This technology allows smoothly without causing repressions to the formation, cause gas discharge from a well due to interval by interval displacement of hydraulic fluid with two-phase foam.

Таблица 1
Table 1

Освоение с применением колтюбинговой установки Development with CT unit		Традиционная технология Conventional technology	
№ скважины Well No.	К пр. productivity factor	№ скважины Well No.	К пр. productivity factor
106 С.-Ст.	3,61	78 С.-Ст.	1,09
111 С.-Ст.	3,34	149 С.-Ст.	0,92
53 С.-Ст.	2,61	59 С.-Ст.	1,9
47 С.-Ст.	3,17	141 С.-Ст.	1,14
43 С.-Ст.	5,29		
76 С.-Ст.	5,51		
79 С.-Ст.	3,35		
142 С.-Ст.	3,75		
160 С.-Ст.	3,35		

- агрегат ОРТ М10 на базе автомобиля МАЗ (изготовленный СЗАО «ФИДМАШ», Белоруссия), позволяющий проводить работы при избыточном давлении на устье до 35 МПа в интервале глубин до 2100 м.

Для освоения скважин используется колтюбинговая установка (10) ОРТ М10 (диаметр КГТ — 38 мм). Технологическая схема обвязки оборудования при освоении скважин представлена на рис. 1. При проведении работ на фонтанной арматуре (8) устанавливается герметизатор и установка превенторная (9). Первоначально КГТ (6), оборудованная насадкой, спускается на 50 м ниже уровня НПОЖ (3) в скважине. При открытых на факельную линию (16) трубном и закрытом затрубном пространствах (линии 12 и 13 соответственно) в гибкие трубы закачивается двухфазная пена со степенью аэрации $a = 50 - 75$. Пена с необходимой степенью аэрации производится в газожидкостном эжекторе (14). ПОЖ подается в эжектор агрегатом ЦА-320 (18) из ёмкости (17), производительность ЦА-320 (18) $2-3 \text{ dm}^3/\text{с}$, $\text{СД}^{-9}/_{101}$ (19) — $9 \text{ м}^3/\text{мин}$. Пена, выходя из насадки КГТ, попадает в зону пониженного давления — 0,5 МПа (давление на входе примерно 6–9 МПа), аэрирует скважинную жидкость и создает в НКТ (5) газожидкостную быстро расширяющуюся (за счет энергии сжатого газа) пачку, выталкивающую жидкость выше насадки КГТ из скважины. При получении первого пролета КГТ допускается ниже по стволу на 50–100 м, после чего операция повторяется. Часть ПОЖ из скважины собирается в ёмкость (17) по линии (15) для дальнейшего использования. В результате поэтапного извлечения жидкости из скважины давление ее столба, плавно понижаясь, становится ниже пластового, газ начинает поступать из пласта в эксплуатационную колонну, и дальнейшее освоение скважины происходит за счет энергии пласта. Как показала практика, часть жидкости после освоения остается в затрубном пространстве в аэрированном виде. С целью ее удаления впоследствии производится кратковременная отработка скважины через затрубное пространство.

Таким способом на Северо-Ставропольском ПХГ освоено 14 скважин, пробуренных в 2000–2004 гг. Из опыта проведения работ установлено: затраты времени на вызов притока до начала работы пласта газом составили 1,5–2,5 часа.

После отработки скважин на штуцерах 22–40-миллиметровых до получения чистого газа были произведены газодинамические исследования, определены коэффициенты продуктивности. В таблице 1 представлены коэффициенты продуктивности скважин большого диаметра, освоение которых проведено в 2004 году с использованием колтюбинга, в сравнении со скважинами, освоенными ранее по традиционной технологии. Как видно из таблицы, коэффициент продуктивности скважин, освоенных с применением КГТ, значительно выше.

По результатам освоения и отработки скважин с применением КГТ можно выделить следующие преимущества предложенного способа вызова притока:

1. При освоении не создается избыточного давления на пласт и в пласт не проникают коагулирующие вещества, ухудшающие фильтрационно-ёмкостные свойства коллектора.
2. Сокращаются затраты времени на освоение и отработку скважин.
3. Использование колтюбинговой техники позволяет без дополнительных затрат полностью освобождать зумпф скважин от жидкости и песчаных пробок как в процессе освоения, так и во время отработки.
4. Появляется возможность при необходимости проводить интенсификацию притока различными методами без глушения скважины.

Stavropol administration of drilling and servicing activities of Kavkaztransgaz has two coiled tubing units of the following type:

- servicing unit ART-1 on a basis of truck KRAZ-250 (made by MARZ, Vo-ronezh district) and designed for workover and servicing of oil and gas wells at overpressure of sealed wellhead up to 21 mPa in the depth range up to 1500 meters;
- Unit ORT M-10 on a basis of truck MAZ (made by FIDMASH, Belarus) allows for workover and servicing activities of oil and gas wells at overpressure of sealed wellhead up to 35 mPa in the depth range up to 2100 meters.

In order to develop wells they use coiled tubing unit (10) ORT M10 (Tubing O.D. 38 mm). Technological equipment piping is represented on fig.1. while working on X-Mass tree (8) there has been installed stripper and BOP stack (9). Initially coiled tubing (6) equipped with nozzle is run 50 meters below nonfreezable foam-forming liquid; (3) into the well. When the tubing and annular space (12 and 13) are opened to flare(16) there effects pumping to CT of two-phase foam with airing extent $a = 50 - 75$. Foam with a necessary extent of airing in produced in gas-fluid ejector (14). Foam-forming liquid is supplied to ejector with unit CA-320 (18) from tank (17), capacity of CA-320 (18) $2-3 \text{ dm}^3/\text{sec}$, $\text{SD}^{-9}/_{101}$ (19)- $9 \text{ m}^3/\text{min}$, foam, leaving nozzle of CT gets into the underpressure zone – 0.5 mPa (admission pressure 6-9 mPa) aerates fluid a gas-liquid fast expanding(due to energy of compressed gas) pack, that pushes fluid above the CT nozzle from the well. While the first span of CT it is allowed to be 50–100 m below along the boe, afterwards the operation is repeated. A part of foam-forming liquid from the well is gathered into tank (17) via line (15) for further use. As a result of step-by-step fluid removal from well, the liquid column pressure, steady declining lower that formation pressure, gas is getting from formation into the production string, and any further development effects due to producing energy. As practice shows, a part of fluid after development remains in annular space in aerated mode. For the purpose of its removal there they conduct short time well treatment with annular space.

In such a way on they mastered 14 wells on Severo-Stavropolsky PHG, drilled in 2000–2004, gained experienced shows that time expenditures for causing inflow till the gas recovery from the formation is 1.5–2.5 hours.

After the wells were operated with flanges of 22–40 mm before production of pure gas there has been conducted gas-dynamic research, productivity factor calculated. Table 1. shows productivity factors of large diameter wells, that were developed with coiled tubing in 2004, comparing to wells developed earlier with conventional technology. As we could see from the table, the productivity factor of wells developed with coiled tubing is significantly higher.

According to results of well development and operation of wells with coiled tubing it is possible to highlight the following advantages of inflow causing:

1. These is no overpressure of formation, and no mudding penetrates the formation, that worsens filtration-capacitative reservoir properties.
2. Reduction of time for development and operation with wells.
3. The application of coiled tubing equipment allows at no additional cost to clean sump from fluid and sand plugs as while development as well as while operation.
4. There is an opportunity to stimulate with no well killing.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОМЫВКИ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИНАХ ПЕННЫМИ СИСТЕМАМИ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛОННЫ ГИБКИХ ТРУБ

М.А. Yusupkhodzhaev,
М.В. Galkin,
RGU of oil and gas named
after I.M. Gubkin

MATHEMATICAL MODEL OF SAND PLUG FLUSHING IN GAS AND GAS-CONDENSATE WELLS WITH FOAM SYSTEMS WITH COILED TUBING APPLICATION

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

В процессе эксплуатации скважин деформация слабостойчивых пород приводит к интенсивным разрушениям призабойной зоны пласта. При скоростях потока газа, не обеспечивающих выноса частиц породы на поверхность, образуется песчаная пробка, существенно влияющая на установленный технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин.

Для сокращения времени простоя и минимизации срока вывода скважины в технологический режим оптимальным решением является промывка песчаной пробки с применением колонны гибких труб (КГТ).

Говоря об использовании КГТ, мы имеем в виду технологический комплекс, реализуемый при выполнении различных видов работ. К ним относятся подготовка оборудования, выполнение операции ремонта и свертывание комплекса оборудования. Предлагаемый комплекс для проведения промывки песчаной пробки более упрощен и менее трудоемок по сравнению с традиционной технологией.

В строгом смысле слова термину «комплекс» соответствует не все оборудование [3]. На сегодняшний день комплексности при КРС удовлетворяет оборудование ряда поставщиков, а также Группы «ФИД», т.к. оно представляет собой комплексы, поскольку обеспечивает проведение операций и с гибкой трубой, и с технологической жидкостью. Удобно спроектирована колтюбинговая установка серии М20, а также мобильная насосная установка Н202, поставляемые группой «ФИД», т.к. они наиболее доступны по своей цене, а также наиболее стабильны и устойчивы в процессе эксплуатации. Схема установки М20 в рабочем положении приведена на рис. 1.

Итак, во избежание разрушения призабойной зоны пласта, как правило, необходимо промывать песчаные пробки пеной, применяя устройство для непрерывной промывки, то есть КГТ.

Схема такого устройства приведена на рис. 2.

Для повышения эффективности процесса разрушения пробки используют насадки на КГТ различной конструкции. Все они основаны на гидромониторном эффекте, а различаются числом отверстий и направлением.

В качестве промывочной жидкости в современных технологиях используют пену. пеной считается газожидкостная система с расходным объемным газосодержанием

$$\beta = V_g / (V_g + V_l) = 0,6 - 0,96.$$

При $\beta < 0,6$ система является азрированной жидкостью, при $\beta > 0,96$ — туманом [4, 2].

Важными преимуществами пены при выборе ее как очистного агента для данной методики являются:

- высокая несущая способность;
- стабильность структуры;
- исключение зашламывания скважины в случае прекращения циркуляции.

While operating wells the deforming of unstable rocks leads to intensive destruction of bottomhole formation zone. At speeds of gas flow that does not provide cuttings carryout to the surface, there builds a sand plug, that significantly affects the technological mode of operation of gas and gas-condensate wells.

In order to reduce downtime and minimize the time necessary to bring well back to production, the optimal decision is to flush the sand plug with coiled tubing.

Talking about CT application we mean technological system, used for different kinds of operations. To the operations are referred: system rig up, fulfillment of servicing operation and system rig down. The offered system for sand plug flushing is simplified and is less labour intensive than conventional operations.

Not any equipment in strict sense complies with term system [3]. Today, systems for workover operations of a number of suppliers, as well as FID Group equipment satisfy the workover servicing, as they represent systems, that provide coiled tubing and technological fluid services. A convenient design provides coiled tubing M20, and mobile pumping unit H202, supplied by FID Group, as they are most available for the money, and most stable while operating. The layout of M20 rig up is represented on fig.1.

As a rule in order to avoid failure of bottomhole formation zone, it is necessary to flush sand plugs with foam, using a device for continuous flushing, that is coiled tubing.

The design of such a unit is given on fig.2

In order to increase efficiency of sand plug flushing operation they use CT nozzles of different design. They are based on jetting action, and differ with a number of holes and its direction.

For state-of-the-art technologies they use foam as flushing fluid.

Foam is considered a gas-fluid system with consumption gas content

$$\beta = V_g / (V_g + V_l) = 0,6 - 0,96.$$

At $\beta < 0,6$ the system is considered to be aerated fluid, at $\beta > 0,96$ — fog [4,2].

The important advantage of foam as cleaning agent for such an operation is:

- high lift cuttings ability;
- structure stability;
- elimination of sludging-up of well should circulation be stopped.

In order to use efficiently the advantage of foam systems for drilling and well flushing it is necessary to have sound choice of pumping equipment, piping elements and purpose design of efficient circulation modes, for this purpose it is necessary to have precise and suitable way of calculation of hydraulic pressure loss while circulating foam in a well.

где p — давление, φ — истинное газосодержание, β — расходное газосодержание, Q_g и Q_f — объёмные расходы газа и жидкости, ρ_g и ρ_f — плотности газа и жидкости, u_g и u_f — скорости газа и жидкости, F — площадь кольцевого пространства, λ — коэффициент сопротивления, z и T — значение коэффициентов сверхсжимаемости и температуры по глубине скважины, R — газовая постоянная.

Верхний знак (+) относится к восходящему течению трёхфазной пены, нижний (-) — к нисходящему течению двухфазной пены. Взаимосвязи между коэффициентами φ и β для нисходящего и восходящего потоков будут следующими:

$$\varphi = 0,81\beta \quad \text{и} \quad \varphi = \frac{\sqrt{Fr}}{\sqrt{Fr} - 0,45} \beta$$

Согласно проведенным исследованиям [1], можно принять, что при нисходящем потоке $\lambda = 0,06$, а для восходящего $\lambda = 0,05$.

При ламинарном режиме течения считаем, что $\varphi = \beta$ и, следовательно, $u_g = u_f = u_n$, где u_n — скорость движения пены.

Рассматриваемая нами математическая модель основывается на численном решении (методом Рунге — Кутты) дифференциального уравнения Бернулли с применением ЭВМ для движения двухфазной пены в КГТ и трёхфазной смеси (пена-шлам) в затрубном пространстве [1].

В качестве примера, с использованием математической модели выполнены расчёты для следующих условий: $d_{НКТ} = 62$ мм, $d_{КГТ} = 38,1$ мм, $d_B = 33,3$ мм; глубина скважины $L = 1800$ м. В качестве газообразной фазы был выбран азот (N_2), т.к. он является нетоксичным, инертным и плохо растворяется в воде и углеводородных жидкостях.

Результаты расчётного анализа показали следующую зависимость распределения давления по стволу скважины:

На графиках виден характер изменения давления в нисходящей и восходящей ветвях потока псевдожидкости при разной степени аэрации и давлениях на устье скважины. Это позволяет более эффективно подбирать режимы промывки скважины при конкретном пластовом давлении.

Разработанная математическая модель гидродинамического процесса движения позволяет ис-

where p — pressure, φ — actual gas content, β — consumption gas content, Q_g and Q_f — volumetric gas and fluid flows, ρ_g and ρ_f — gas and fluid density, w_g and w_f — gas and fluid velocity, F — area of annular space, λ — coefficient of resistance, z and T — the value of overcompressibility and temperature in depth, R — gas constant.

The upper sign (+) is referred to the upcoming flow of three-phase foam, the lower (-) to the descending two-phase foam. The correlation between coefficients φ and β for the upcoming and descending flows would be as follows:

$$\varphi = 0,81\beta \quad \text{and} \quad \varphi = \frac{\sqrt{Fr}}{\sqrt{Fr} - 0,45} \beta$$

In accordance with the conducted research [1], it is possible to accept that for descending flows $\lambda = 0,06$, and for upcoming $\lambda = 0,05$.

For laminar flow we consider $\varphi = \beta$, and consequently $u_g = u_f = u_n$, where u_n — the speed of foam flow.

The considered mathematical model has been based on computational solution (method Runge-Kutt) of Bernulli differential equation with computer support for the movement of two-phase flow in CT and three-phase mixture (foam-mud) in annular space [1].

As an example the calculations are done with the use of mathematical model: $d_{ct} = 62$ mm, $d_{ct} = 38,1$ mm, $d_B = 33,3$ mm, well depth $L = 1800$ m. Nitrogen has been chosen as a gas phase, as it is non-toxic, rare and almost non soluble in water and hydrocarbons.

The result of computational analysis showed the following dependence of pressure distribution along wellbore.

The chart is given in order to represent pressure change at different airing extent and wellhead pressure.

It is evident that at different flow rates and airing extent the pumping pressure has been altered, and this allows to select

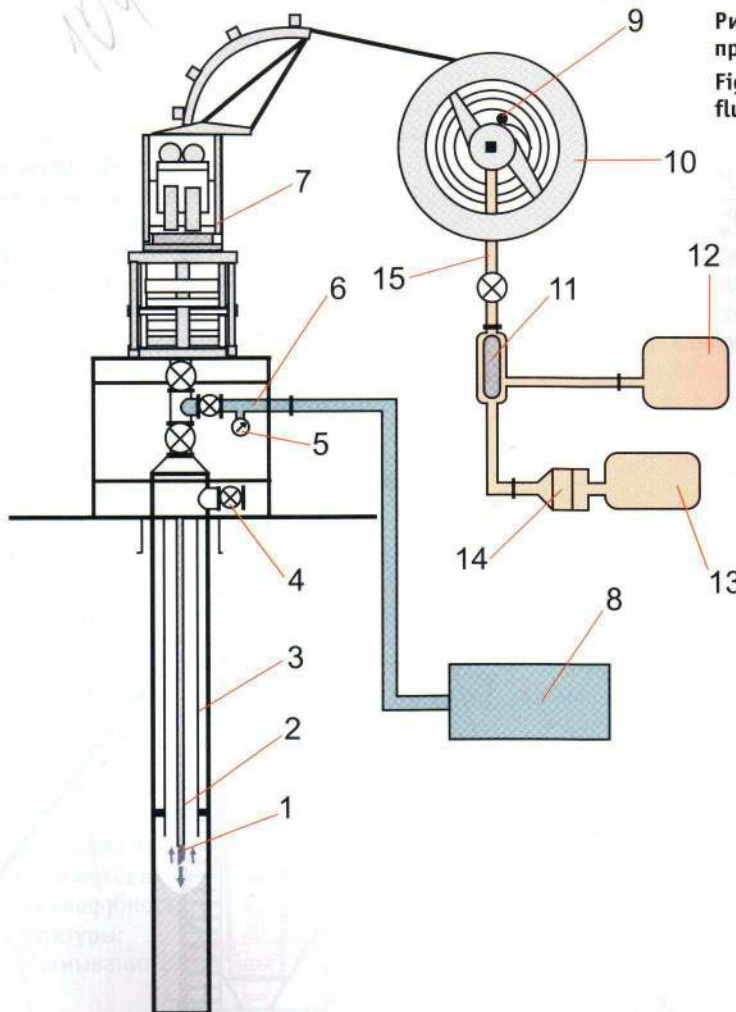


Рис. 2. Схема расположения оборудования при промывки песчаных пробок пеной
Fig. 2. Equipment layout for sand plug foam flushing

- 1 – насадка/nozzle
- 2 – КГТ/coiled tubing
- 3 – НКТ/tubing string
- 4 – задвижка/gate
- 5 – манометр/pressure gauge
- 6 – выкидная линия шлама/mud discharge line
- 7 – оборудование устья скважины при работе с КГТ/wellhead equipment for CT operations
- 8 – приемная ёмкость/tank
- 9 – манометр при входе пены в КГТ/pressure gauge at a coiled tubing foam inlet
- 10 – барабан с КГТ (колябинговая установка)/CT reel
- 11 – смеситель/blender
- 12 – азотобустанная установка/nitrogen boost unit
- 13 – ёмкость с технологической жидкостью/tank with hydraulic fluid
- 14 – насосная установка/pumping unit
- 15 – нагнетательная линия пены/foam injection line

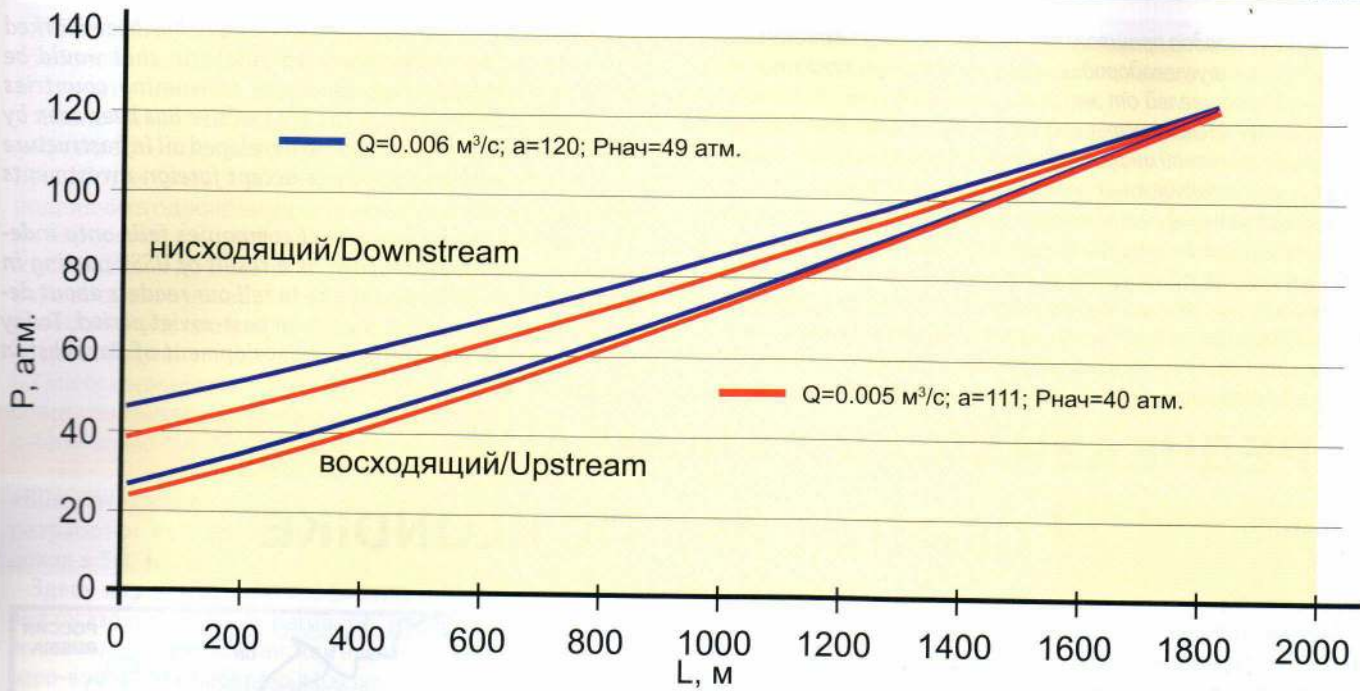


Рис. 3. График распределения давления по стволу скважины при разных Q, P и a
 Fig. 3. Pressure distribution charts at a different Q, P and a

следовать на ЭВМ закономерности изменения параметров при изменении условий движения пены в скважине, выявить, какое влияние на требуемое рабочее давление нагнетания оказывают диаметр скважины, наружный и внутренний диаметры КГТ, газосодержание пены, скорость ее движения и требуемое давление на входе.

the optimum factors, that would allow to clean well bore in an effective way at our formation pressure.
 The developed mathematical model of jet treatment allows conducting computer study of regularity of characteristic change as foam flow conditions change, in order to find out the effect of required working pressure influenced by well internal diameter, CT OD and ID, gas content, its flow speed and required inlet pressure.

Литература:

Literature

1. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов. — М.: Недра, 1987.
2. Амиян В.А., Амиян А.В., Васильева Н.П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. — М.: Недра, 1980.
3. Вайншток С.М., Молчанов А.Г., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб. — М.: Изд. Академии горных наук, 1999.
4. Козловский А.Е., Козлов А.В. Бурение скважин с промывкой пены (основы теории и эксперимента). — М., 1999.

1. Leonov E.G., Isaev V.I. Hydro aeromechanics in drilling. University course. — M.: Nedra, 1987.
2. Amiyon V.A., Amiyon A.V., Vasileva N.P. Drilling and mastering of oil and gas formations. — M.: Nedra, 1980.
3. Vainshtock S.M., Molchanov A.G., Nekrasov V.I., Chernobrovkin V.I. Downhole servicing and well drilling with CT. — M.: Academy of Rock Science, 1999.
4. Kozlovski A.E., Kozlov A.V. Well drilling with foam flushing (fundamentals of theory and experiment). — M., 1999.

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT



Мансур Асадович Юсупходжаев, магистрант второго курса кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. Научный руководитель — к.т.н., доцент А.Н. Тимашев

Mansur Asadovich Yusupkhodzhaev undergraduate of second year of chair Development and operation of gas and gas condensate fields of Gubkin Russian State

University. Scientific adviser – candidate of technical science, senior lecturer Timashev A.N.

Максим Владимирович Галкин, бакалавр четвертого курса кафедры нефтегазовой и подземной гидромеханики Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина.

Galkin Maxim Vladimirovich, Bachelor of fourth year of chair Oil and gas and downhole hydromechanics of Gubkin Russian State University.





Нефть Кашагана залегает глубоко на дне Каспия, который замерзает зимой. В связи с этим выдвигаются повышенные требования к прочности платформ, чтобы они могли выдерживать напор льда в зимнее время. Консорциум собирается построить один или два искусственных острова и использовать их как базу для добычи нефти.

Весной на Астраханском судостроительном заводе им. III Интернационала, входящем в состав группы «Морские и нефтегазовые проекты» (МНП), состоялась закладка киля строительной баржи первой шельфовой платформы для разработки Кашагана. МНП стала первой российской компанией, приглашенной зарубежной фирмой (Eni) в качестве подрядчика одновременно на проектирование и строительство крупного объекта, предназначенного для эксплуатации на нероссийском участке шельфа Северного Каспия. Строительная баржа будет использоваться для забивки свай (на глубине воды до 6 метров), которые будут фиксировать технологические и вспомогательные баржи. Баржа оборудована восьмиточечной системой позиционирования, гусеничным краном DEMAG 12600 грузоподъемностью 1600 тонн, сваебойным и прочим оборудованием. Длина забиваемых свай — до 80 метров, диаметр — 2,4 метра, вес одной сваи — до 350 тонн.

При освоении месторождения будут использоваться новейшие достижения в области нефтедобычи, внедряться самые современные технологии, например обратная закачка газа в пласт, применение которой уникально для месторождений с аномально высоким пластовым давлением и высоким содержанием сероводорода.

«ВГ», покидающей проект, отошла к Казахстану. За 40 лет разработки месторождения страна планирует получить доход в \$60 млрд.

Здесь же, в Атырауской области, одном из старейших нефтегазодобывающих регионов республики, добывается почти половина казахстанской нефти и более 50 % газа. У северо-восточного побережья Каспийского моря расположено нефтяное месторождение Тенгиз, которое по объему запасов относится к так называемому классу супергигантов и входит в пятерку крупнейших месторождений мира. Нефтедобычу на Тенгизе осуществляет крупнейшее нефтедобывающее предприятие республики — ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО), на долю которого приходится почти четверть добываемой



The Kashagan oil occurs deep on bed of Caspian Sea, that freezes in Summer. Because of this fact there are high requirements for platform strength, so that they could withstand the ice pressure in winter times. The consortium is going to construct one or two artificial islands and use it as a base for oil recovery.

In spring, at 3-rd International Astrakhan shipbuilding facility, that belongs to group Sea and Oil and Gas projects (MNP), a keel-laying of the construction barge of first shelf platform the Kashagan development took place. The MNP became the first Russian company invited by foreign company ENI as a contractor for design development and construction of big unit, designed for operation outside Russian shelf segment of Northern Caspian Sea. The construction barge would be used to drive piles (water depth up to 6 meters), that would fix technological and auxiliary barges. The barge is equipped with 8 point positioning system, crawler crane DEMAG 12600 with capability of 1600 tones, equipment for pile driving, and other equipment. The length of piles – up to 80 meters, O.D. – 2.4 meter, weigh of one pile – up to 350 tones.

While development of the files there are going to be used newer achievements in oil recovery, implemented state-of-the-art technologies, for example back pumping of gas into the formation, that is a unique technology for fields with anomaly high formation pressure and high hydrogen sulphide content.

в стране нефти. ТШО реализует два крупных проекта: по закачке газа в пласты (ПЗГ) и проект второго поколения (ПВП). Объекты ПЗГ/ПВП предполагается ввести в строй в третьем квартале 2006 года. Их реализация позволит довести добычу нефти на Тенгизском месторождении до 20 млн тонн в год и более. ТШО помимо Тенгиза разрабатывает месторождение Королевское.

Немного уступает Тенгизскому, но все же относится к гидрокарбонатным образованиям мирового значения Карачаганакское месторождение, расположенное в Западно-Казахстанской области. Оно было открыто еще в 1979 году и частично освоено до распада Советского Союза. В начале девяностых при участии международных компаний было решено возобновить проект. Из-под соляных куполов извлекает тяжелые нефть и газ консорциум Karachaganak Petroleum Operating BV (KPO), состоящий из British Gas, Eni, Chevron Техасо и Lukoil. Карачаганак содержит около 1200 млн тонн нефти и 1300 млрд м³ газового конденсата. Переработка продукции осуществляется на Оренбургском газоперерабатывающем заводе.

В разработке трех главных месторождений республики, которые должны обеспечить к первой половине следующего десятилетия резкое наращивание добычи казахстанской

Oil reservoir of Kashagan spreads for 40 kilometers, the proven reservoir deposits are 1.5 billions of tones. The first oil discovered during summer of 2000 in a well Vostok-1 in Atyrau region, announced the world about discovery of one of the largest deposits, discovered during last 30 years. Consortium AGIP KCO, headed by Italian ENI plans to start large-scale development of Kashagan in 2008. In April of the present year there took place a new face on things among consortium participants, the half of British BG share, that leaved the project, passed to Kazakhstan. During 40 years of field development the country plans to get income in 60 billions US dollars.

Here, in Atyrau region, one of the oldest oil and gas producing regions of the republic, about 50 % of the total recovered Kazakhstan oil and gas is produced. An oilfield Tengiz is located near north-east of Caspian Sea coast, that according the deposit volumes is referred to a so called class of super-giants and is among 5 biggest oilfield in the world. Tengiz oil is being recovered by biggest oil producing company of the republic – Tengizchevroil, which produces almost 25 % of the total recovered oil in the country. TCO fulfills two big projects: pumping gas into the formation and project of second generation. The candidates for the both projects are planned to be return in operating mode by third quarter of 2006. The fulfillment of the projects would

нефти с нынешнего уровня, 1,15 млн баррелей, до 2 млн баррелей в сутки, наибольшая доля принадлежит американским компаниям.

Из российских компаний наиболее активен «Лукойл», дочернее предприятие которого «Лукойл Оверсиз» ведет в Казахстане работы по геологоразведке, освоению новых месторождений, поставке нефти и нефтепродуктов, созданию сети автозаправочных станций, организации совместных предприятий для строительства объектов про-

allow to recover from Tengiz field up to 20 millions tones of oil annually and even more. Tengizchevroil develops Korolevski field besides Tengiz.

Karachaganak field located in Western-Kazakhstan area is not as big, as Tengiz, but still is referred to fields of a world importance. It was discovered in 1979, and partially developed before parting of USSR. In the beginning of 90-es with backing of international companies they decided to continue with the

В числе новых технологий, направленных на повышение эффективности разработки месторождений, в 1997 году на Карачаганакском месторождении зарубежными сервисными компаниями был впервые применен колтюбинг [1]. Наряду с традиционным методом бурения со схемным керноприемником использование колтюбинга позволило решить ряд проблем, вызванных сложными условиями на скважинах этого месторождения.

В конце 2004 года был заключен договор о поставке в Казахстан колтюбинговой установки производства ФИД. «Безусловно, для нас очень важен выход на рынок Казахстана, тем более что эта поставка была сопряжена с серьезной модернизацией нашей техники, — рассказывает Заместитель Генерального директора СЗАО «Фидмаш» Дмитрий Николаевич Грибановский. — Сами для себя мы позиционируем эту установку как третье поколение отечественных мобильных колтюбинговых установок. От выпускавшегося прежде оборудования ее отличает ряд новых конструктивных решений, а также интернациональная комплектация.

Вся установленная гидравлика предоставлена фирмой Parker, противовыбросовое оборудование — от Texas Oil Tools, гибкая труба — Precision, манифольды — FMC. Что касается новых конструктивных решений, то это — полностью пластиковая кабина оператора с оригинальным механизмом подъема, инжектор с электронным датчиком веса гибкой трубы и механизированной системой установки желоба направляющего.

Особое внимание в этой установке уделено комфорту обслуживающего персонала: новое кресло оператора, стеклопакеты, окна с антимоскитными сетками, кондиционер — не только в кабине оператора, но и в кабине водителя. Установка выполнена без установщика оборудования, что позволяет использовать большее количество гибкой трубы. Понятно, что такое исполнение соответствует конкретным эксплуатационным условиям и имеет необязательный характер. Так что теперь мы готовы удивлять наших потребителей не только старыми ценами, но и новым комфортом и качеством».

Among new technologies, aimed at filed development efficiency, foreign servicing companies for the first time used coiled tubing at Karachaganak field in 1997 [1]. Along with conventional drilling methods with system soil-sampling tube the use of coiled tubing allowed to solve a number of issues caused by complicated conditions of this field wells.

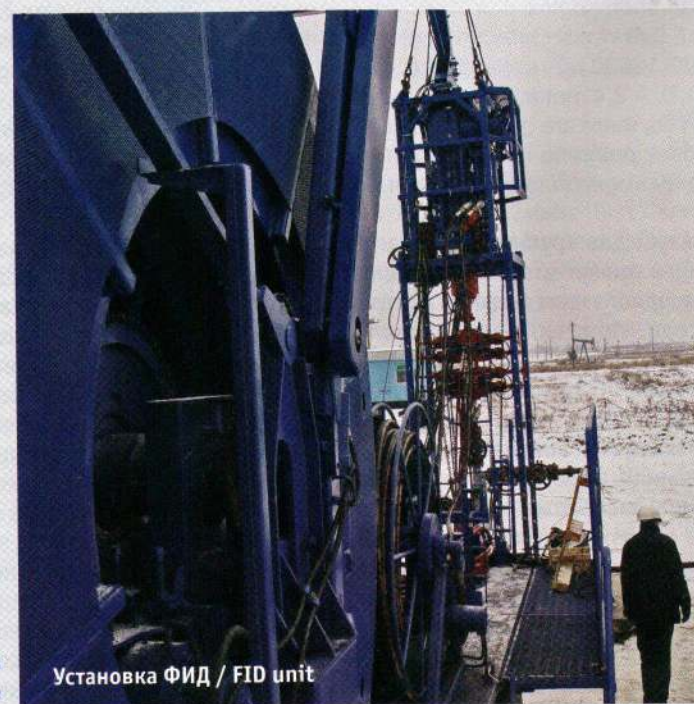
At the end of 2004 there was concluded an agreement on supply to Kazakhstan of coiled tubing unit, manufactured by FID. "No doubt, a penetration to Kazakhstan market is very important for us" — tells Deputy General Director of CJSC FIDMASH Dmitry Gribanovsky. "We market this unit as third generation of domestic mobile coiled tubing units. It differs from the equipment, that has been produced earlier, with a number of new technological solutions, as well as international parts used in the unit.

All the hydraulic components are represented with company Parker, BOP equipment with Texas Oil Tools, coiled tubing — Precision, manifolds — FMC. As for new technological solutions — this is fully plastic control cabin with original lifting device, injector with electronic gauge of CT weigh and advanced system of guiding arch installation.

A special attention is given to comfort of maintenance staff: new operator's chair, glass packs, windows with mosquito nets, air conditioner installed not only in control

cabin, but also in driver's cabin.

The unit has no crane, so that it allows using longer coiled tubing. It is clear that this particular unit is designed for particular working conditions and is not obligatory. So we are ready to surprise our customers not only with our prices but a new comfort and quality".





Гидро разрыв пласта — Trican
Fracturing — Trican

изводственного и социального назначения. Российская компания участвует в реализации восьми нефтегазовых проектов на территории республики. Среди них — добыча углеводородов на Тенгизе (через СП «ЛУКарко» в составе ТШО) и Карачаганак, а также на крупном месторождении Кумколь в рамках СП «Тургай Петролеум».

КУДА ПОЙДЕТ НЕФТЬ?

Параллельно развитию добычи решались вопросы транспортировки углеводородных ресурсов. В 2001 году из черноморского порта Новороссийск вышел первый танкер с тенгизской нефтью, была введена в эксплуатацию трубопроводная система КТК, предназначенная для экспорта казахстанской нефти.

По системе КТК с начала ее эксплуатации в октябре 2001 г. было отгружено на экспорт свыше 50 млн т нефти. По словам генерального директора КТК Иена Макдональда, система КТК уже сейчас эксплуатируется с превышением технической проектной мощности. Планируется расширение, которое позволит увеличить мощность системы до 67 млн т в год путем строительства 10 дополнительных нефтеперекачивающих станций, дополнительных резервуаров и третьего выносного причального устройства.

Казахстан в течение длительного времени сохраняет добрососедские отношения с Россией, которая потребляет большую часть казахстанской нефти и через которую «черное золото» поступает в Европу. В то же время диверсификация транспортных маршрутов — важный фактор внешней политики государства. Близлежащими рынками сбыта нефти и природного газа являются европейский, южноазиатский и китайский, поэтому Казахстан старается ориентироваться не только на северного соседа, да и компании, работающие в регионе, сами проявляют заинтересованность в других маршрутах. В конце сентября 2004 года в поселке Атасу недалеко от Караганды был открыт знак первого километра и произведен первый стык нефтепровода «Атасу — Алашанькоу». Этот проект является вторым этапом в рамках проекта строительства независимого нефтепровода из Западного Казахстана в Китай, осуществляемого китайской государственной нефтяной компанией CNPC. Непосредственная близость казахстанских месторождений к границам Поднебесной делает транспортировку особенно привлекательной для второго после США импортера углеводородов.

project. From under salt dome produces heavy oil and gas consortium Karachaganak Petroleum Operating BV (KPO), that comprises British Gas, Eni, Chevron Texaco and Lukoil. Karachaganak has about 1200 millions of tons of oil and 1300 billions of m³ of gas condensate. The refining is effected by Orenburg gas processing factory.

In development of three principle oilfields of the Republic, that by first half of next decade have to provide drastic increase of oil recovery increase from today's level, 1.15 millions of barrels to 2 millions of barrels per day, the biggest part belongs to American companies.

The most active Russian company if Lukoil, a branch Lukoil Overseas conducts exploration activity in Kazakhstan, development of new fields, supply of oil and oil products, building filling station network, establishment of joint ventures for building establishments for industrial and social purposes. Russian company takes part in 8 oil and gas projects on a territory of republic. Among the projects are — recovery of hydrocarbons at Tengiz (by means of LUKaroko as a part of TCO) and Karachaganak, as well as from huge field Kumkol within the frames of Turgai Petroleum.

WHERE IS OIL GOING?

With recovery development issues there have been simultaneously solved issues on transportation of hydrocarbons. In 2001 from Black Sea port — Novorossiysk the first tanker with Tengiz oil departed, there has been launched pipeline system of CPC for export of Kazakhstan oil.

Via CPC system, from the day to its operation in October 2001 there have been exported over 50 millions of tons of oil. According to General Manager of CPC Ien McDonald, Caspian Pipeline System is already being operated in excess of the rated capacity. They plan to have an expansion, that would allow increasing the capacity up to 67 millions of tones per year, by means of building 10 additional oil pumping stations, additional reservoirs and third remote berth.

For a long time Kazakhstan keeps good-neighbor relations with Russia, which consumes the biggest part of Kazakhstan oil, and via which territory the oil comes to Europe. At the same time the diversification of transport routes is an important factor of country foreign policy. The nearest market for oil and gas is European, South-Asian and Chinese, that is why Kazakhstan tries to be aimed not only at Russian neighbor. Companies operating in the region, are showing interest in other routes. By the end of September 2004 in a settlement Atasu, near Karaganda there was established a sign of the first kilometer and there was made the first butt of oil pipeline Atasu—Alashankou. This project is the second stage within the frames of the construction project of an independent pipeline from Western Kazakhstan to China, that it fulfilled by Chinese state oil company CNPC. Immediate proximity of Kazakhstan fields to borders of China makes the transportation especially attractive for second world biggest after USA hydrocarbon importer.

“It is not just construction of a new pipeline. This is an evidence that the most mighty and ambitious projects could be fulfilled, in case the efforts of businessmen and politicians are joined, precise economic calculations are performed, and if to consider political and economical expediency”, — stated Minister of Energy and Mineral Resources of Kazakhstan Vladimir Shkolnik.

There have been offered activities aimed at research of prospective routes of oil and gas transportation: Baku—Tbilisi—Ceyhan, Kazakhstan—Turkmenistan—Iran, Western Kazakhstan—Iran and others.

«Это не просто сооружение нового нефтепровода. Это доказательство того, что даже самые грандиозные, амбициозные проекты могут быть реализованы, если объединить усилия политиков и бизнесменов, если произвести точные экономические расчеты, если учесть политическую и экономическую целесообразность», — заявил министр энергетики и минеральных ресурсов Казахстана Владимир Школьник.

Предполагаются работы по изучению перспективных маршрутов транспортировки нефти и газа: Баку — Тбилиси — Джейхан, Казахстан — Туркменистан — Иран, Западный Казахстан — Иран и др.

С ЗАБОТОЙ О БЛАГОСОСТОЯНИИ НАРОДА

После того как были сделаны основные открытия и добыча нефти пошла полным ходом, Казахстан решил воспользоваться опытом других стран, где были выявлены значимые промышленные запасы нефти. Саудовская Аравия провела полную национализацию нефтегазовых месторождений, создала «Сауди Арамко», а Норвегия сделала государственную компанию «Statoil» лидером отрасли. Казахстану подошла норвежская модель. Созданная в 1997 году национальная компания «Казахойл» в 2002-м объединилась с компанией «Транспорт нефти и газа», в результате была образована государственная структура «КазМунайГаз». Задачи, которые поставил перед собой созданный гигант, не из простых. По словам президента компании Ляззата Киинова, следует прежде всего мобилизовать ресурсы отечественных предприятий для развития добычи нефти и газа на новых месторождениях, обслуживания нефтегазового сектора промышленности на уровне мировых стандартов. Среди других задач он отмечает необходимость обеспечить защиту законных и справедливых интересов отечественных предприятий, участвующих в международных проектах, а также наладить надежную транспортировку нефти и газа как внутри страны, так и на экспорт.

Сегодня республика стремится иметь не менее 50 % во всех совместных проектах на ее территории. К началу 2006 года планируется разработка среднесрочных правительственных программ освоения казахстанского сектора Каспийского шельфа и развития нефтегазовой отрасли в целом.

В то же время, учитывая сложные геологические условия месторождений и необходимость вложения существенных средств в их разработку, крупные зарубежные нефтяные компании ведут переговоры с правительством Казахстана, надеясь, что республика пойдет на уступки в сложившихся условиях. Ведь рост зависимой от нефти экономики, составляющий в среднем 10 % в год, во многом — результат зарубежных инвестиций в нефтяной сектор. За последние десять лет объем инвестиций составил приблизительно 28 млрд долларов.

Главная задача, стоящая перед правительством республики, — грамотно распорядиться доходами от добычи углеводородного сырья. Их, похоже, хватает не только на решение насущных проблемы. Более 350 млн долларов будет потрачено на новые космические проекты, к 2008-2009 году планируется посторить ракетно-космический комплекс «Байтерек». Благодаря современной застройке неподражаемой экстравагантностью выделяется среди столиц бывших республик Советского Союза Астана.

Литература

1. Джоунс Р.Д. Разработка месторождения Карачаганак методом колтюбинга / SPE68349.

WITH CARE ON NATION PROSPERITY

After the main discoveries were done, and oilfield recovery rushed at a full speed, Kazakhstan decided to use experience of other countries where there were discovered industry significant oil deposits. Saudi Arabia effected a complete nationalization of oil and gas fields, established Saudi Aramco, and Norway made a state company Statoil a leader of the industry. Kazakhstan has chosen a second model. Created in 1997 state company KazakhOil in 2002 merged with company "Transport nefti i gaza", as a result appeared state KazMunayGaz. Tasks of the company were not easy ones. According to president of the company Lyazzat Kiinov, first of all they should mobilize resources of domestic companies in order to develop oil and gas production from new fields, servicing oil and gas industry branch according to the world levels. As he mentions among other tasks are the necessity to provide protection of lawful and fair interests of domestic enterprises, taking part in the international projects, as well as to set a reliable oil and gas transportation withing the borders of the country and abroad.

Today, the republic tries to have at least 50 % in all the joint projects on its territory. By the beginning of 2006 they plan to develop medium-term programs of mastering Kazakhstan sector of Caspian shelf and development of oil and gas industry in general.

At this time, taking into account complicated geological conditions of fields and necessity of investments of state funds into

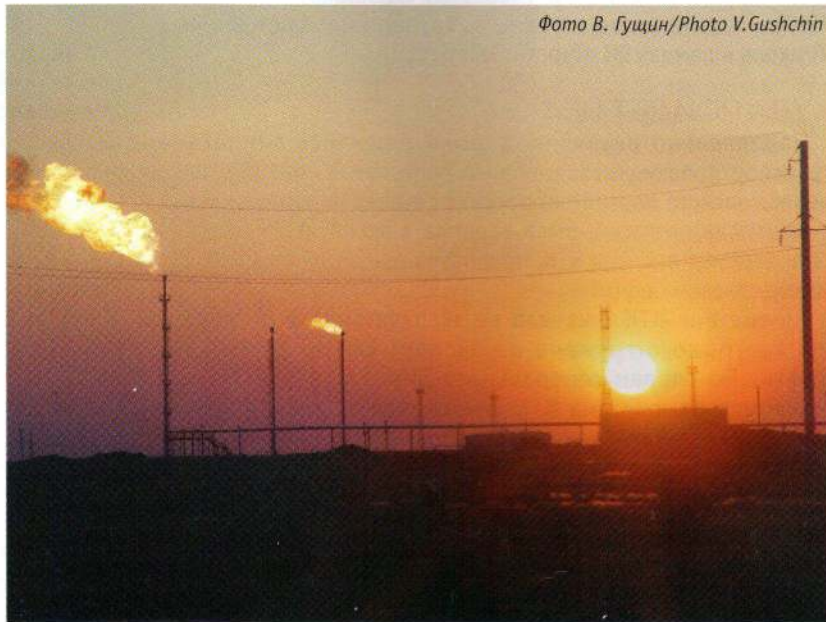


Фото В. Гуцин/Photo V.Gushchin

their development, huge foreign oilfield companies negotiate with government of Kazakhstan, hoping that republic would make a concession in this circumstances. The growth of oil dependant economics, amounting 10 % per year, to a great extent is a result of foreign investments in oil sector. During last 10 years the volume of investments makes about 28 billions of US dollars.

The primary task of the government is how to wisely dispose of income from the hydrocarbon recovery. Seems the profit is enough not only for solution of current problems. More than 350 millions of dollars would be spent for new cosmic projects, by the 2008-2009 rocket-space complex Baiterek would be built. Due to new building up Astana differs with its inimitable extravagance from other capitals of ex USSR republics.

Literature

1. Jones R.D. The development of Karachaganak field with coiled tubing / SPE68349.

ФОТОКОНУРС PHOTOGRAPHIC COMPETITION

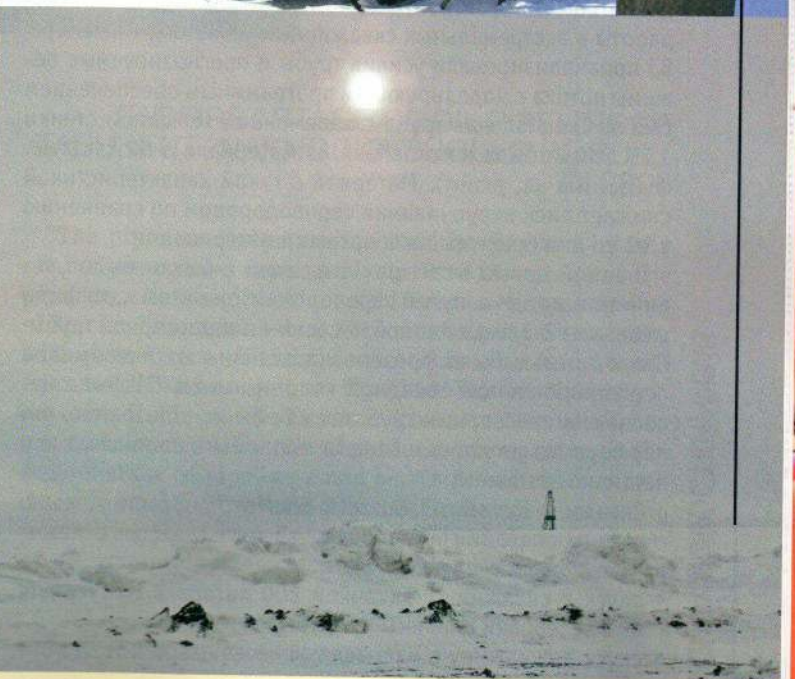
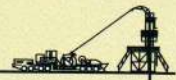
Перед вами — фотографии, присланные на конкурс из Башкортостана. Их автор, Рим Рифгатович Салигаскаров, окончил Уфимский государственный нефтяной технический университет в 2000 году. После обучения работал в лаборатории горизонтального бурения БашНИПИнефти, затем продолжил свою трудовую деятельность в качестве технолога по обработке призабойной зоны пласта в ООО «Ойл Инжиниринг».

В настоящее время Рим работает инженером депрессионных методов вскрытия ООО «ИПЦ Интех». Занимается колтюбингом третий год. Его статьи и «живые» фотографии позволили нам составить представление о том, как происходило внедрение колтюбингового бурения. Почувствовать себя участниками процесса, запечатленного в разную погоду.

There are pictures from Bashkiria. The photographer, Rim Rifgatovich graduated from Ufa state oil technical university in 2000. After the graduation he was working for a laboratory of horizontal drilling of BashNIPIneft, than continued its working activity as a bottomhole treatment production engineer in Oil Engineering.

Today, Rim works as an engineer of underbalanced development of Intech. He is being involved in coiled tubing for three years. His articles and vivid pictures allowed to make an image about introduction of coiled tubing drilling. To feel ourselves as participants of the process, captured in different weather.





**BJ SERVICES СПРАВИЛАСЬ
СО СЛОЖНЫМИ СКВАЖИННЫМИ
УСЛОВИЯМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ВМВ
В ПОЛЬШЕ**

В ходе последних нескольких лет окалина сульфида железа снижает общую добычу на месторождении ВМВ в северо-западной Польше. Вопреки сложным условиям в скважине, Polish Oil & Gas Company (POGC) успешно механически удалила отложения окалины и восстановила добычу, используя технологию расширения ствола посредством толстостенной гибкой трубы. Успешная кампания по очистке трех скважин была выполнена с использованием поршневых моторов, фрез и расширителей.

Обработка выбранных скважин представляла трудность из-за твердости окалины, высокого пластового давления, среды с сероводородом. Все три скважины имели статическое давление на забое в 550 бар, и предполагалось, что устьевое давление в ходе операции будет выше 300 бар. При содержании высокосернистого газа свыше 15 % на некоторых участках месторождения соображения безопасности и надлежащий выбор оборудования были ключом к успешному выполнению проекта.

BJ Services International B.V. получила запрос о предоставлении толстостенной непрерывной трубы диаметром 1,75 дюйма, пригодной для работы в экстремальных скважинных условиях. Инженеры ВJ проанализировали усилия трубы и прогнозируемые режимы потока с моделирующим программным обеспечением CIRCA. Специальная труба с переменной толщиной стенки 1,75 дюйма была изготовлена из материала в 80 ksi (тыс. фунтов на кв. дюйм). Материал с такой характеристикой снижает риск охрупчивания сероводородом по сравнению с 90 ksi или более высокосортными материалами.

Главной целью всех трех операций очистки было увеличение добычи путем фрезеровки окалины сульфида железа из 2-7/8-дюймовой насосно-компрессорной трубы. Второй целью была фрезеровка окалины из 7-дюймовой перфорированной обсадной колонны ниже башмака насосно-компрессорных труб, так как было подозрение, что перфорация и поровые каналы могли быть полностью или частично засорены.

Скважины Buszewo-3, Buszewo-5 и Mostno-2 были успешно очищены, операции потребовали 4,5 дня на каждую скважину и включали следующие шаги:

- спуск в скважину с закачкой 200 литров в минуту для выфрезеровки окалины из трубы;
- спуск в скважину с направляющим фрезером по 7-дюйм-

**BJ SERVICES HANDLED THE COMPLICATED
WELL CONDITIONS ON BMB FIELD,
POLAND**

During the last few years, iron sulfide scale has reduced overall production from the BMB field in northwest Poland. Despite challenging well environments, the Polish Oil & Gas Company (POGC) has been successful in mechanically removing the scale deposits and restoring production using underreaming technology conveyed on heavy-wall coiled tubing (CT). The successful campaign to clean three wells was completed using positive displacement motors (PDMs), mills and underreamers.

The candidate wells selected for CT clean-outs presented operational challenges due to the type and hardness of the scale, high formation pressures and an H₂S service environment. All 3 well candidates have static bottom hole pressures (SBHP) of up to 550 bars and wellhead pressures during operations were expected to exceed 300 bars. With sour gas content in excess of 15 % in some areas of the field, safety considerations (such as performing clean-out operations under hydrostatically balanced conditions) and proper equipment selection (such as employing a high-pressure CT work string) would be key to the successful completion of the project.

BJ Services International B.V. was asked to provide heavy-wall 1.75" coiled tubing suitable to these extreme well conditions.

BJ engineers analyzed tubing force and predicted flow regimes with the company's CIRCA coiled tubing modelling software. A special 1.75" tapered coiled tubing string manufactured with 80 ksi grade material was ordered to meet well conditions. This 80ksi-grade material reduces risk of hydrogen sulfide embrittlement compared with 90 ksi grade or higher material.

The primary objective of all three clean-out operations was to increase production by milling iron sulfide scale from the 2-7/8" production tubing. Once production tubing was cleaned, the second objective was to underream scale from the 7" perforated casing below the tubing shoe since it was suspected that perforation and pore channels could be fully or partially plugged.

Wells Buszewo-3, Buszewo-5 and Mostno-2 were successfully cleaned out. Operations required an average of 4.5 days per well. The clean-out operations comprised the following steps:

- run in hole pumping oil at 200L/min to mill-out scale from tubing;





мовой обсадной трубе на требуемую глубину;

- спуск в скважину с расширителем и 4,5-дюймовыми лезвиями на требуемую глубину;
- спуск в скважину с расширителем и 6,0-дюймовыми лезвиями на требуемую глубину.

Polish Oil & Gas Company имеет планы провести обработку подобного типа и на других скважинах месторождения.

Источник: BJ services

«СЕВЕРНАЯ НЕФТЬ» НАЧНЕТ СЕЙСМОРАЗВЕДКУ НА ВОРГАМУСЮРСКОМ УЧАСТКЕ В КОМИ

АО «Северная нефть» (дочернее предприятия НК «Роснефть») планирует начать проведение детализационной сейсморазведки и бурение поисково-разведочных скважин на Воргамусюрском участке в Коми в сезон 2006 года. Об этом говорится в сообщении, размещенном на сайте «Роснефти».

«Северная нефть» победила в аукционе на право геологического изучения, разведки и добычи сырья Воргамусюрского нефтегазозоносного участка. В сообщении «Роснефти» говорится, что по мере роста объемов работ будет увеличиваться число рабочих мест и расширяться налогооблагаемая база компании в Интинском районе, в Республике Коми в целом. Предварительные изыскательские работы планируется начать уже летом 2005 года.

Первый заместитель главы региона П. Орда уверен, что «Северная нефть» приступит к освоению месторождения в короткие сроки и уже в 2006 году начнет промышленную добычу сырья, что, по его мнению, положительно скажется на экономике депрессивного ныне Интинского района за счет создания новых рабочих мест, строительства инфраструктуры и дополнительных налоговых поступлений.

Ресурсы нефти (С3) Воргамусюрского участка: геологические — 19,4 млн. тонн, извлекаемые — 3,1 млн тонн.

Источник: ИНТЕРФАКС-АНИ



- run in hole with pilot mill through the 7" casing to TD;
 - run in hole with underreamer and 4.5" blades to TD;
 - run in hole with underreamer and 6.0" blades to TD.
- Polish Oil & Gas Company has plans to continue this type of treatment on other wells in the field.

Source: BJ services

SEVERNAYA NEFT STARTS PROSPECTING SEISMOLOGY ON VORGAMUSIURSKI SITE IN KOMI

Severnaya Neft (a Rosneft branch) plans to start detailed prospecting seismology and prospect well drilling on Vorgamusiurski site in Komi in 2006. An announcement on Rosneft website informs about this event.

Severnaya Neft has won the auction for the right of geological prospecting and producing of raw materials from Vorgamusiurski oil and gas site. Rosneft announces as the working activity grows, a number of working places and taxable company database grows in Intinsky region, in Republic Komi in general. The preliminary exploration is to be conducted in summer of 2005. The first deputy of region head P.Orda is certain that Severnaya Neft will develop the field shortly and in 2006 it begins commercial production that according to his point of view would cause a positive impact on economics of depressed Intinsky region due to creation of new working places, infrastructure development and additional tax earnings.

The field capacity (С3) Vorgamusiurski region: geological resources — 19.4 millions of tones, recoverable reserves — 3.1 millions of tones.

Source: INTERFAX-ANI

ПЕРВЫЙ ЭТАП НЕФТЕПРОВОДА ТАЙШЕТ–НАХОДКА БУДЕТ ПОСТРОЕН В 2008 ГОДУ

«Работы по проектированию нефтепровода должны быть завершены в июле этого года, а сооружение первого этапа нефтепровода Тайшет–Находка состоится в 2008 году», — сказал глава Минпромэнерго РФ Виктор Христенко на совещании президента с членами правительства. Так же он добавил, что «Сургутнефтегаз» и «ЮКОС» подключатся со своими месторождениями в Восточной Сибири к нефтепроводу «Тайшет–Находка». «Это позволит синхронизировать действия добывающих компаний, чтобы второй этап нефтепровода мог начаться при понимании перспектив его загрузки», — сказал Христенко.

Кроме того, по словам министра, предполагается расширить действующие системы нефтепроводов на участке от Западной Сибири до Тайшета.

Источник: РИА «Новости»

THE FIRST STAGE OF OIL PIPELINE OF TASHKENT–NAKHODKA SHOULD BE BUILT IN 2008

“The pipeline design work should be finished in July of this year, and a construction of the first stage of the pipeline is to be in 2008”, — said head of Minpromenergo of Russian Federation Viktor Khristenko during the meeting with government officials. He also added that Surgutneftegaz and YUKOS are joining pipeline “Taishet-Nakhodka” with its fields in the Eastern Siberia. “This allows to synchronize the activities of producing companies, so the second stage of pipeline could be started after its capacity is understood”, — said Khristenko. Besides, according to minister they propose to widen the existing structures of oil pipeline system in the segment between Western Siberia and Taishet.

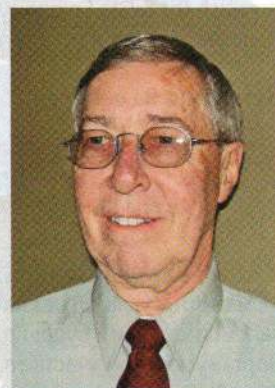
Source: RIA Novosti

ЛЕНТА НОВОСТЕЙ/NEWS

**ПАРК КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК,
ДЕЙСТВУЮЩИХ НА МЕЖДУНАРОДНОМ РЫНКЕ, ПО СОСТОЯНИЮ НА 1.10.2004 г.
ACTIVE COILED TUBING UNITS
ENGAGED IN INTERNATIONAL OPERATIONS AS OF 1-OCT-04**

Статистические данные любезно предоставлены Лесом Томлином, представителем компании Trican, директором канадского отделения международной колтюбинговой ассоциации (ICoTA)

Statistics is provided by Les Tomlin, a representative of Trican, a Director of the Canadian Chapter of the International Coiled Tubing Association (ICoTA)



Active coiled tubing units for the United States
Колтюбинговые установки, действующие в США

Location/Регион	Units/количество действующих установок	
	2004	2005
Year/год	2004	2005
East Texas/Восточный Техас	33	36
South Texas/Южный Техас	48	44
West Texas/Западный Техас	18	19
South Louisiana/ Южная Луизиана	57	58
Oklahoma/ Оклахома	20	25
West Coast/Западное Побережье	40	36
Rocky Mountains/ Скалистые горы	21	26
North Eastern US/ Северо-восток США	7	4
Alaska/ Аляска	9	9
Total units for United States/ Итого по США	253	257

Company/Компания	Location/Регион	Total Units/ Итого
Maverick	United States/США	2
Force Energy	United States/США	2
Procoil	United States/США	9
IPS Energy	United States/США	5
Evergreen / Pioneer	United States/США	1
Cal Energy Coso	United States/США	1
Rio Coil / Western Energy	United States/США	2
Torch Energy Advisors	United States/США	2
C&J Coiled Tubing	United States/США	3
Silverado Coiled Tubing	United States/США	2
Total Active US Units/Итого действующих установок в США		257

Company/Компания	Location/Регион	Total Units/ Итого
Halliburton	United States/США	37
Schlumberger	United States/США	43
BJ CoilTech	United States/США	42
Superior	United States/США	21
Cudd Pressure Control	United States/США	26
Coiled Tubing Services	United States/США	20
Arctic Recoil	United States/США	5
MMI	United States/США	4
Hub City	United States/США	1
ABC Nitrogen	United States/США	2
Glo-Valve	United States/США	2
Infinistar	United States/США	2
Key Well Services	United States/США	9
Pool Well Service	United States/США	9
Sanjel Coiled Tubing	United States/США	5

	Location/Регион	Total Units/ Итого
	North (North of Edmonton – Lloydminster)/ Северная (к северу от Эдмонта-Ллойдминстер)	80
	Central(Between Edmonton – Calgary)/ Центральная (между Эдмонтоном-Калгари)	85
	South (South of Calgary)/ Южная (к югу от Калгари)	141
	East (East Coast & Great Lakes)/ Восточная (Восточное побережье и Великие озера)	5
TOTAL UNITS FOR CANADA/ Итого по Канаде	239	311
CTD's are included in CTU Count/ установки для КТБ включены в общее количество		42
Year/год	2004	2005

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ INTERNATIONAL EXHIBITIONS AND CONFERENCES

Июль/July

12-13	Иранская международная конференция по нефти, газу и нефтехимии Iranian International Oil, Gas and Petrochemical Conference	Тегеран, Иран Teheran, Iran
11-14	OGA 2005 Нефтегазовая азиатская международная выставка по разработке и добыче Oil&Gas Asia International Oil&Gas Exploration and Production Exhibition	Куала-Лумпур, Малайзия Kuala Lumpur, Malaysia
26-27	Управление безопасностью бурения в нефтегазовой отрасли Drilling Safety Management in Oil & Gas	Куала-Лумпур, Малайзия Kuala Lumpur, Malaysia

Август/ August

2	Ливийская энергетическая выставка – 2005 Libya Energy 2005	Триполи, Ливия Tripoli, Libya
23-25	9-я специализированная международная выставка «Нефть. Газ. Химия – 2005» 9th international exhibition "Oil. Gas. Petrochemistry – 2005"	Саратов, Россия Saratov, Russia
30	30-я ежегодная выставка и конференция Нефтегазовой ассоциации Индонезии Indonesian Petroleum Association 30 th Annual Convention & Exhibition	Джакарта, Индонезия Jakarta, Indonesia
31	Национальные нефтяные компании в мире: стратегическое информационное совещание National Oil Companies Worldwide: Strategy Briefing	Гаага, Нидерланды Hague, Netherlands

Сентябрь/September

4-7	Ежегодная выставка и конференция американской ассоциации геологов-нефтяников AAPG International Conference and Exhibition	Париж, Франция Paris, France
6-9	Оффшорная Европа-2005. Нефтегазовая выставка и конференция Offshore Europe-2005. Oil&Gas Exhibition & Conference	Абердин, Шотландия, Великобритания Aberdeen, Scotland, UK
6-10	CITOGIC-2005 Международный технологический форум «Новые высокие технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи» International technological forum "High tech in oil&gas industry, power engineering and connection"	Ханты-Мансийск, Россия Khanty-Mansiysk, Russia
7-9	Нефть. Газ. Нефтехимия-2005. 12-я международная выставка 12-th international exhibition "Oil. Gas. Petrochemistry 2005"	Казань, Россия Kazan, Russia
12-14	Конференция и выставка Ближнего Востока по буровым технологиям, организованная SPE/IADC SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition	Дубаи, ОАЭ Dubai, United Arab Emirates
13-15	Выставка газовой отрасли EXPOGAZ EXPOGAZ Gas Industries Exhibition	Париж, Франция Paris, France
13-15	RAO/CIS OFFSHORE 2005 7-я международная конференция и выставка по тематике освоения континентального шельфа 7-th international conference and exhibition on the topic of continental shelf developing	Санкт-Петербург, Россия Saint-Petersburg, Russia
20-23	12-я специализированная выставка «Нефть и газ. Топливо-энергетический комплекс» 12-th exhibition "Oil&Gas. Fuel and Energy Complex"	Тюмень, Россия Tyumen, Russia
21-23	Восьмая специализированная выставка «Оренбург. Нефть и газ. Энерго-2005» The 8-th specialized exhibition "Orenburg. Oil&Gas. Energo-2005"	Оренбург, Россия Orenburg, Russia
21-24	Выставка и конференция технологий разведки и добычи нефти и газа Oil&Gas Technology Indonesia 2005	Джакарта, Индонезия Jakarta, Indonesia
25-29	18-й Мировой нефтегазовый конгресс (WPC) 18 th World Petroleum Congress (WPC)	Йоханнесбург, Африка Johannesburg, Africa
28-1 окт.	10-я специализированная выставка «Сургут. Нефть и газ-2005» 10-th exhibition "Surgut. Oil&Gas-2005"	Сургут, Россия Surgut, Russia

**NEW COLOUR
OF BELARUSIAN
COILED TUBING**

**БЕЛАРУССКІЎ
КОЛТЮБІНГ
МЕНАЕТ ЦВЕТ!**



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

- Мобільныя колтубінгавыя ўстаноўкі
- Комплексы аборудавання для бурэння
- Комплексы аборудавання для морскіх
платформ
- Пратывовыбросовае аборудаванне
- Спецыяльнае аборудаванне для
гидропазрыва пласта
- Інжэктары



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

 **FID GROUP**



Необходима ИЗОЛЯЦИЯ ЗОНЫ в жёстких условиях?

Наш пакер ГНКТ
выдержит.

CoilFLATE

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

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

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

www.oilfield.slb.com/coilflate

Schlumberger