

Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

43

издается с 2002 года / has been published since 2002

1 (043), Март / March 2013



**ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЙ СЕРВИС
ОТ ООО «ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА»**

**HIGH-TECH OILFIELD SERVICES FROM
FRACJET-VOLGA, LLC**

**РАЗОБЩЕНИЕ ИНТЕРВАЛОВ ВОЛОКОННО-
АРМИРОВАННЫМИ ПРОПАНТНЫМИ ПРОБКАМИ
ПРИ МНОГОСТАДИЙНОМ ГРП**

**ZONAL ISOLATION WITH THE HELP OF FIBER-
ENHANCED PROPPANT PLUGS DURING MULTISTAGE
HYDRAULIC FRACTURING**

МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГРП ПО ТЕХНОЛОГИИ BPS

**MULTISTAGE FRACTURING WITH THE USE OF BPS
(BURST PORT SYSTEM) TECHNIQUE**

**МИКРОБИОЛОГИЧЕСКАЯ КОРРОЗИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
И ПРОИЗВОДСТВЕ ГИБКИХ ТРУБ**

**MICROBIAL INFLUENCED CORROSION IN COILED
TUBING OPERATIONS AND MANUFACTURING**

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ/
СУБГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
КОЛТЮБИНГА**

**COILED TUBING LOGGING OPERATIONS
IN HORIZONTAL/SUBHORIZONTAL WELLS**



www.cttimes.org



**ООО «ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА»
FRACJET-VOLGA, LLC**

**ОФИЦИАЛЬНЫЙ
ПАРТНЕР НОМЕРА
OFFICIAL PARTNER
OF THE ISSUE**



г. Энгельс
Саратовская область
тел.: (8453) 79-55-77,
79-56-25
fjvoffice@list.ru
<http://fj-volga.com>

**ДОРОЖИМ ДОСТИГНУТЫМ,
РАБОТАЕМ НАД ПЕРСПЕКТИВОЙ**



Полное больше суммы отдельных частей [Аристотель]



Coiled Tubing сервис

Инженерная поддержка

Offshore Coiled Tubing сервис

Интенсификация нефтяных и газовых скважин

Геофизические исследования в скважинах со сложным профилем



info@ewshld.com
www.ewsholding.com



АВТОР ПРОЕКТА

Л.М. ГРУЗДИЛОВИЧ

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

А.Б. ЯНОВСКИЙ, д.э.н., профессор, заместитель
Министра энергетики Российской Федерации

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Ж. АТТИ, вице-президент по международным
продажам компании Global Tubing

Ю.А. БАЛАКИРОВ, д.т.н., заместитель директора
по науке и технике международной компании
«Юг-Нефтегаз» Private Limited

К.В. БУРДИН, к.т.н., главный инженер
департамента по ремонту скважин с ГНКТ
"Шлюмберге"

Г.А. БУЛЫКА, главный редактор журнала

Б.Г. ВЫДРИК, директор Некоммерческого
партнерства «Центр развития колтубинговых
технологий»

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

Н.А. ДЕМЯНЕНКО, к.т.н., директор
БелНИПИнефть

С.А. ЗАГРАНИЧНЫЙ, технический инженер –
эксперт по ГНКТ компании Trican Well Service

Г.П. ЗОЗУЛЯ, д.т.н., профессор, зав. кафедрой
«Ремонт и восстановление скважин» ТюмГНГУ

Р. КЛАРК, почетный редактор журнала

Е.Б. ЛАПОТЕНТОВА, генеральный директор
СЗАО «Фидмаш»

В.В. ЛАПТЕВ, к.т.н., первый вице-президент
Евро-Азиатского геофизического общества

В.П. МОРОЗ, директор департамента
ГНКТ ООО «Интегра – Сервисы»

М.А. СИЛИН, д.х.н., первый проректор по
стратегическому развитию НИУ РГУ
нефти и газа имени И.М.Губкина

Т.Л. ТАМАМЯНЦ, коммерческий директор
ООО «НПО «ВЕРТЕКС»

А.А. ТРЕТЬЯК, д.т.н., профессор, академик РАЕН,
зав. кафедрой «Бурение нефтегазовых скважин и
геофизика» ЮРГТУ (НПИ)

Дж. ЧЕРНИК, вице-президент по продажам и
маркетингу компании Foremost Industries LP

Е.Н. ШТАХОВ, к.т.н., зам. генерального директора
ООО «НПП «РостЭКтехнологии»

Р.С. ЯРЕМИЙЧУК, д.т.н., профессор,
академик РАЕН

ORIGINATOR OF THE PROJECT

L. HRUZDZILOVICH

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

A. YANOVSKY, Doctor of Economics, Professor,
Deputy Minister of Energy
of the Russian Federation

EDITORIAL BOARD

J. ATTIE, Vice President, International Sales,
Global Tubing

Yu. BALAKIROV, Doctor of Engineering,
Deputy Director for Science and Technology
of the International Company
Yug-Neftegaz Private Limited

H. BULYKA, Editor-in-Chief

K. BURDIN, Doctor of Engineering, Coiled Tubing
Geomarket Technical Engineer Schlumberger

J. CHERNYK, Vice President, Sales and Marketing,
Foremost Industries LP

R. CLARKE, Honorary Editor

N. DEMYANENKO, Doctor of Engineering,
Director, BelNIPIneft

A. LAPATSENTAVA, Director General,
NOV Fidmash

V. LAPTEV, Doctor of Engineering, Vice President
of Euroasian Geophysical Society

V. MOROZ, Director of the Coiled Tubing
Department, Integra Services

M. SILIN, Doctor of Chemistry, First Vice-Rector
for Strategic Development, National Research
University Gubkin Russian State University of Oil
and Gas

E. SHTAKHOV, Doctor of Engineering, Deputy
Director General, "RosTEKtehnologii"

T. TAMAMYANTS, Commercial Director,
NPO Vertex Ltd.

A. TRETIK, Doctor of Engineering, Professor,
Member of the Russian Academy of Natural
Sciences, Head of the Subdepartment of the Oil and
Gas Wells Drilling and Geophysics, SRSTU (NPI)

V. VOITENKO, Doctor of Engineering, Professor,
Member of the Russian Academy of Natural
Sciences

B. VYDRIK, Director, Nonprofit Partnership
"Coiled Tubing Technologies Development Center"

R. YAREMIYCHUK, Doctor of Engineering,
Professor, Member of the Russian Academy of
Natural Sciences

S. ZAGRANICHNY, technical engineer and
CT expert, Trican Well Service

G. ZOZULYA, Doctor of Engineering, Professor,
Head of the Subdepartment of Well Workover and
Recovery, Tyumen State Oil & Gas University

ПОЧЕТНЫЙ РЕДАКТОР – Рон Кларк (rc@cttimes.org);
ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР – Галина Булыка
(halina.bulyka@cttimes.org);
КОММЕРЧЕСКИЙ ДИРЕКТОР – Виктор Шкляник
(viktor.shklianik@cttimes.org);
НАУЧНЫЙ РЕДАКТОР – Василий Андреев;
ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ – Наталья Михеева;
ГЛАВНЫЙ НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ –
В.С. Войтенко, д.т.н., профессор, академик РАЕН;
НАУЧНЫЕ КОНСУЛЬТАНТЫ – Л.А. Магадова,
д.т.н., зам. директора Института промысловой химии
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; И.Я. Пирч, заместитель
директора СЗАО «Новинка»; Х.Б. Луфт, старший
технический советник компании Trican Well Service;
К. Ньюман, технический директор компании NOV CTES;
А.В. Кустышев, д.т.н., профессор.
МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА – Марина Куликовская
(advert@cttimes.org);
КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН –
Людмила Гончарова;
ПОДПИСКА И РАССЫЛКА – cttimes@cttimes.org

HONORARY EDITOR – Ron Clarke (rc@cttimes.org);
EDITOR-IN-CHIEF – Halina Bulyka
(halina.bulyka@cttimes.org);
SALES MANAGER – Victor Shklianik
(viktor.shklianik@cttimes.org);
SCIENTIFIC EDITOR – Vasili Andreev;
TRANSLATORS – Gregory Fomichev, Svetlana Lysenko;
EXECUTIVE EDITOR – Natalia Miheeva;
CHIEF SCIENTIFIC CONSULTANT – V. Voitenko,
Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian
Academy of Natural Sciences;
SCIENTIFIC CONSULTANTS – L. Magadova, Doctor
of Engineering, Deputy Director of Institute of Industrial
Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas;
I. Pirch, Deputy Director of CJSC Novinka; H.B. Luft, Professor,
Senior Technical Advisor of Trican Well Service; K. Newman,
Technical Director of NOV CTES; A. Kustyshev, Doctor
of Engineering, Professor.
MARKETING AND ADVERTISING – Marina Kulikovskaya
(advert@cttimes.org);
COMPUTER MAKING UP & DESIGN –
Ludmila Goncharova;
SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION – cttimes@cttimes.org

ИЗДАТЕЛЬ
ООО «Оптимист»

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ
Редакцией журнала «Время колтюбинга» и
Некоммерческим партнерством «Центр развития
колтюбинговых технологий» (НП «ЦРКТ»)

АДРЕС РЕДАКЦИИ
119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224,
Тел.: +7 499 788 91 24, тел./факс: +7 499 788 91 19.
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.
Журнал зарегистрирован Федеральным агентством
по печати и массовым коммуникациям РФ.
Регистрационный номер ПИ № 77-16977.

Журнал распространяется по подписке среди
специалистов нефтегазовых компаний и профильных
научных институтов. Осуществляется широкая
персональная рассылка руководителям первого звена.

Материалы, автор которых не указан, являются
продуктом коллективной работы сотрудников
редакции.
При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время
колтюбинга» обязательна.
Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

Отпечатано в Республике Беларусь, г. Минск
Заказ № 4847

PUBLISHER
LLC OPTIMIST

JOURNAL HAS BEEN PREPARED
FOR PUBLICATION BY
Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal and
Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies
Development Center"

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE
5/1, Pyzhevski Lane, office 224,
Moscow 119017, Russia.
Phone: +7 499 788 91 24, Fax: +7 499 788 91 19.
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.
The Journal is registered by the Federal Agency of Press
and Mass Communication of Russian Federation.
Registration number ПИ № 77-16977.

The Journal is distributed by subscription among
specialists of oil and gas companies and scientific
institutions. In addition, it is also delivered directly
to key executives included into our extensive mailing list.

The materials, the author of which is not specified,
are the product of the Editorial Board teamwork.
When reprinting the materials the reference
to the Coiled Tubing Times is obligatory.
The articles provided in this journal do not necessarily
represent the opinion of the Editorial Board.

The Journal offers a cooperation
to advertisers and persons concerned.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Выходит в свет очередной, 43-й номер журнала «Время колтюбинга». Я уверен в том, что слово «время» стоит в его названии неслучайно: время летит со скоростью технического прогресса, и все больше компаний во всем мире отдают предпочтение высокотехнологичному нефтегазовому сервису, все сложнее становятся технологии, все больших знаний и навыков в обслуживании требует современное оборудование. Время – неодолимая сила, которая стремится только вперед. Я надеюсь, что нашей редакции удастся не отставать от времени и вооружать вас, дорогие читатели, самыми востребованными знаниями, делающими более эффективной вашу профессиональную деятельность.

Этот номер «Времени колтюбинга» – не исключение. Специалисты ведущих международных сервисных компаний с его страниц щедро поделятся секретами проведения многостадийного ГРП, гидропескоструйной перфорации, использования колтюбинговых технологий в боковых горизонтальных стволах, а российская компания «Ямал Петросервис» рассказывает о своем опыте производства геофизических исследований горизонтальных/субгоризонтальных скважин с использованием колтюбинга. Из рубрики «Практика» вы узнаете о том, какие работы ведутся коллегами из компаний «Татнефть-АктюбинскРемСервис» и «ФракДжет-Волга», а из «Анкеты» – как работают во многих других компаниях.

Я рад, что тематика издания расширяется. В качестве «Гостя номера» впервые выступает Станислав Золотых, генеральный директор ООО «Газпром добыча Кузнецк». Тема беседы новая для нашего издания – добыча метана угольных пластов и использование высоких технологий нефтегазового сервиса для этих целей. Еще одна новая для журнала тема – микробиологическая коррозия при производстве и эксплуатации гибких труб. Данная проблематика вызвала большой интерес у слушателей семинара, проведенного доктором Берни Луфтом в рамках 13-й Международной конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы».

Каждый состоявшийся журнал – это авторы, это актив специалистов, сподвижников, готовых делиться своими знаниями и опытом. В этом выпуске – поздравления с юбилейными днями рождения двум активным авторам журнала, замечательным людям, видным специалистам, профессорам Л.А. Магадовой и Ю.А. Балакирову. Я присоединяюсь ко всем теплым словам, сказанным в поздравлениях, и хочу пожелать коллегам новых успехов!

Не сомневаюсь, что порадует читателей «Красота месторождений». Ждем ваших новых фоторепортажей!

Ждем также статей, вопросов нашим специалистам-консультантам, рассказов о практическом опыте проведения работ. Наши страницы всегда открыты для вас!

Рон Кларк

EDITORIAL

This is the 43rd issue of the Coiled Tubing Times. I am sure that the word 'Times' in its title is not coincidental, as the time flies and its speed is the speed of the technological progress, with the companies around the world increasingly choosing high-technology oil and gas service, with the technologies growing more sophisticated and the advanced equipment requiring more extensive knowledge and skills. Time is an overwhelming force which is unfailingly pushing forward. I hope, my dear readers, that our editorial staff keep up with the times and manage to ensure that the up-to-date information we equip you with improves your proficiency.

This issue of the Coiled Tubing Times is no exception. Experts representing the international leaders in oil and gas service reveal the secrets of multistage hydraulic fracturing, abrasive perforation, and application of coiled tubing technologies in horizontal sidetracks; the Russian company Yamal-Petroservice shares its experience in performing geophysical survey of horizontal / sub-horizontal wells with coiled tubing technologies. The Practice column gives a glimpse of the activities carried out by Tatneft-AktubinskRemService and FracJet-Volga companies, while the achievements of many other companies are described in the Questionnaire column.

I am glad to witness the enlarging scope of the issues our journal strives to cover. The Guest of the Issue is Stanislav Zolotikh, General Director of Gazpromdobycha-Kuznetsk. The dialogue with him introduces a new subject to us – the usage of high technologies of oil and gas service for the production of coal bed methane. Another subject which our journal discusses for the first time is microbial influenced corrosion in coiled tubing operations and manufacturing. This problem aroused much interest among those who attended the seminar held by Doctor Bernie Luft within the framework of the 13th International Scientific and Practical Coiled Tubing Technologies and Well Intervention Conference.

Each time the journal is issued, it is due to the authors and the core group of experts and allies who are ready to share their expertise. This issue offers congratulations on the jubilee to our notable contributors – Professor L.A. Magadova and Professor Yu. A. Balakirov, two remarkable people and outstanding professionals. Let me subscribe to all compliments and congratulations addressed to them and wish them every success!

I have no doubt that our readers will enjoy the Beauty of Oilfields. We are looking forward to your new photos!

We also hope to receive from you new articles, questions to our professional consultants, and comments on your field experience. Our pages are always open for you!

Ron Clarke

содержание

ГОСТЬ НОМЕРА

С.С. Золотых: «Колтюбинг – это основа поточной технологии»
(в качестве гостя номера выступает доктор технических наук **С.С. Золотых**, генеральный директор ООО «Газпром добыча Кузнецк»).....7

ТЕХНОЛОГИИ

О.В. Воин, Р.И. Еникеев
ООО «ФракДжет-Волга»: внедряем эффективные технологии.....16

А.А. Потрясов, В.Н. Ковалев, К.В. Бурдин, М.В. Опарин, А.Р. Адил, М.А. Попов, В.Н. Клименко, П.В. Бравков, А.А. Клубин, М.И. Новиков
Разобшение интервалов волоконно-армированными пропантными пробками при многостадийном ГРП с использованием гидропескоструйной перфорации на ГНКТ в боковых горизонтальных стволах20

Х.Б. (Берни) Луффт
Микробиологическая коррозия (МБК) при эксплуатации и производстве гибких НКТ.....36

Ю.А. Балакиров, И.Б. Буркинский
Способ вскрытия нефтяных и газовых пластов без проявления скин-факторов и ущерба пластовой системе.....48

КОЛОНКА ЧЛЕНА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Ю.А. Балакиров
Фактор единовременности52

ЮБИЛЕИ

Юрию Айрапетовичу Балакирову – 85!53

Юбилей Любови Абдулаевны Магадовой56

Тезисы основных докладов 13-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы» (Выпуск 2)58

СЕМИНАР ВК

Технологии освоения скважин. Проведение многостадийного ГРП по технологии BPS* (Burst Port System) (материал подготовлен членом редакционного совета журнала **С.А. Заграничным**, техническим инженером-экспертом по ГНКТ компании Trican Well Service. Форма подачи представляет собой слайды презентации, сопровождающиеся комментарием автора)68

ПРАКТИКА

И.Б. Пульников, В.И. Гапетченко, А.Е. Дерюшев, Р.Н. Салахов
Производство геофизических исследований горизонтальных/субгоризонтальных скважин действующего фонда с использованием технологии ГНКТ.....72

Будут востребованы технологии для работы в горизонтальных скважинах (корреспондент «ВК» беседует с **Р.М. Ахметшиным**, главным инженером ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис»)78

Мы стараемся использовать лучшие мировые практики (корреспондент «ВК» беседует с **Р.И. Еникеевым**, заместителем генерального директора по бурению и ГНКТ компании «ФракДжет-Волга»)82

Характеристики наиболее распространенных колтюбинговых установок, работающих в России86

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

Итоги X специализированной выставки «Нефть. Газ. Энерго – 2013»94

Анкета «Времени колтюбинга»99

Красота месторождений108

А–Ω

Умберто Эко: Книга – как колесо112

GUEST OF THE ISSUE

S. Zolotykh: Coiled Tubing Is the Basis of Stream Technology
(the guest of the issue is **S. Zolotykh**, Doctor of Technical Sciences, General Director of Gazpromdobycha-Kuznetsk)7

TECHNOLOGIES

O. Voin, R. Enikeev
FracJet-Volga Introducing Efficient Technologies16

A. Potryasov, V. Kovalev, K. Burdin, M. Oparin, A. Adil, M. Popov, V. Klimenko, P. Bravkov, A. Khyubin, M. Novikov
Fiber-Enhanced Proppant Plugs Ensure Zonal Isolation During Multistage Coiled Tubing Abrasive Perforation and Stimulation in Horizontal Sidetracks20

H.B. (Bernie) Luft
Microbial Influenced Corrosion (MIC) in Coiled Tubing Operations and Manufacturing36

Yu. Balakirov, I. Burkinsky
Oil and Gas Formations Drilling Technique That Eliminates Skin Factors and Formation Damage48

EDITORIAL BOARD COLUMN

Yu. Balakirov
Synchronism Factor52

JUBILEES

Yuri Airapetovich Balakirov Turns 85!53

Jubilee of Lubov Abdulayevna Magadova56

Abstracts of the Main Reports Made During the 13th International Scientific and Practical Coiled Tubing Technologies and Well Intervention Conference (Issue 2)58

CTTIMES SEMINAR

Well Completion Techniques. Multi-Stage Fracturing with the Use of BPS* (Burst Port System) Technique
(the material is prepared by **S.A. Zagranichny**, Member of the Editorial Board of the Coiled Tubing Times Project, Technical Engineer and CT Expert, Trican Well Service. The information is delivered in the form of Power Point presentation slides with the author's comments)68

PRACTICE

I. Pulnikov, V. Gapetchenko, A. Derushev, R. Salakhov
Geophysical Surveying of Horizontal/Sub-Horizontal Wells in a Producing Well Stock Using CT Technology72

Horizontal Well Technologies To Be in Demand (correspondent of CTT is talking to **R. Akhmetshin**, Chief Technology Officer of Tatneft-AktyubinskRemService, LLC)78

We Try To Use the World's Best Practices (correspondent of CTT is talking to **R. Yenikeev**, Deputy General Director, Drilling and CT, FracJet-Volga)82

Manufacturer's Specifications of Most Widely Sold CTUs in Russia86

CONFERENCES AND EXHIBITIONS

Results of the 10th Specialized Exhibition Oil. Gas. Energo – 201394

Coiled Tubing Times Questionnaire99

The Beauty of Oilfields108

A–Ω

Umberto Eco: The Book is Like the Wheel112

10 ЛЕТ / 10 YEARS

Уважаемые коллеги, члены редакции журнала «Время колтюбинга» и его читатели!

От всей души поздравляю вас со знаменательной датой – 10-летием нашего журнала!

В 2002 году вышел первый номер научно-практического журнала **«Время колтюбинга»** – издания, созданного для продвижения самых передовых технологий нефтегазового сервиса. За десять лет нами пройден большой путь, журнал получил широкую известность и завоевал устойчивый авторитет среди специалистов. Благодаря двуязычному формату **«Время колтюбинга»** успешно знакомит с зарубежным опытом русскоязычных и англоязычных читателей.

На страницах журнала регулярно выступают самые авторитетные специалисты отрасли, публикуются материалы о широком спектре инновационных технологий, о новейшем оборудовании, об уникальных операциях нефтегазового сервиса, проведенных в различных уголках нашей планеты.

В течение десяти лет **«Время колтюбинга»** рос вместе с колтюбингом в России. В немалой мере благодаря освещению на страницах журнала прогрессивные колтюбинговые технологии получили широкую информационную поддержку. Следует отметить, что рост количества колтюбинговых установок в России в эти годы шел значительно быстрее, чем в среднем по миру, и в этом я вижу прямую заслугу сотрудников редакции журнала.

Я желаю журналу ярких материалов на страницах, плодотворных дискуссий, верных авторов, многочисленных читателей и новых юбилеев, а его редакции и редакционному совету – творческих успехов!

Председатель редакционного совета журнала «Время колтюбинга», доктор экономических наук, профессор, заместитель Министра экономики Российской Федерации

А.Б. Яновский / A.B. Yanovsky



Dear readers, colleagues, editorial board members!

We are happy to greet you on a remarkable date, the 10th anniversary of our journal!

The first edition of the **Coiled Tubing Times**, a research and practice journal aimed at promotion of state-of-the-art technologies in Oil & Gas service was published in 2002. In 10 years the journal gained a wide popularity and a steady reputation among the specialists. Due to dual language journal the **Coiled Tubing Times** the journal makes the foreign experience in Russian and in English.

The journal regularly gives a word to the most reputed specialists of the industry, publishes materials on a wide number of innovation technologies, new equipment, unique service operations performed in different parts of the world.

During these 10 years the **Coiled Tubing Times** Journal was growing together with Coiled Tubing in Russia. One of the factors of this growth was the wide information support rendered by the journal to the advanced coiled tubing technologies. The sales of CT units in Russia exceeded similar sales globally and I think it should be directly contributed to the efforts of the editorial stuff.

I wish the magazine bright stories, productive discussions, loyal authors, numerous readers and new jubilees and success to the editorial board and editorial council members!

The Chairperson of the Editorial Council of the Coiled Tubing Times, Doctor of Economic Science, Professor, Deputy Minister of Economy of Russian Federation.



С.С. ЗОЛОТЫХ: «КОЛТЮБИНГ – ЭТО ОСНОВА ПОТОЧНОЙ ТЕХНОЛОГИИ»

S.S. ZOLOTYKH: Coiled Tubing Is the Basis of Stream Technology

В качестве гостя номера выступает доктор технических наук Станислав Станиславович Золотых, генеральный директор ООО «Газпром добыча Кузнецк».

The guest of the issue is Stanislav Stanislavovich Zolotykh, Doctor of Technical Sciences, General Director of Gazpromdobycha-Kuznetsk.

Родился 7 марта 1950 года в Оренбурге. Окончил Кузбасский политехнический университет по специальности «маркшейдерское дело». Доктор технических наук, автор более 70 научных работ.

Основные этапы трудовой деятельности:

Подземный участковый маркшейдер, главный маркшейдер, главный инженер на кузбасских угольных предприятиях (1973–1990).

Технический директор, затем генеральный директор концерна «Беловоуголь» (1990–1999).

Первый заместитель генерального директора (технического директора) в угольном концерне «Кузбассуголь» (1999–2002).

Генеральный директор ОАО ПО «Сибирь-Уголь» (2002), по совместительству генеральный директор ООО «ГПК Кузнецк» (2002–2004).

Заместитель председателя совета директоров по Кузбассу ОАО «Белон» (2004), по совместительству генеральный директор ООО «ГПК Кузнецк» (2004–2008).

Генеральный директор ООО «Газпром добыча Кузнецк» (с декабря 2008-го).

Награды и звания:

- полный кавалер знака «Шахтерская слава»;
- кавалер медали «За трудовую доблесть»;
- дважды лауреат премии Правительства РФ.

Время колтубинга: Станислав Станиславович, для начала познакомьте наших читателей с Кузбассом – регионом, где развивается «новая газовая отрасль» России – добыча метана угольных пластов.

Станислав Золотых: Наш регион – Кемеровская область – это три миллиона жителей. У нас несколько металлургических комбинатов, химическое

S.S. Zolotykh was born on March 7, 1950 in Orenburg. He graduated from Kuzbass Polytechnic University, where he studied «Mine Survey». He is a Doctor of Technical Sciences and an author of over 70 scientific publications.

The main stages of his career include:

Zonal underground surveyor, chief mining surveyor, engineer-in-chief at Kuzbass coal plants (1973–1990).

Technical Director and General Director at Belovougol Concern (1990–1999).

Senior Deputy General Director (technical director) in Kuzbassugol coal concern (1999–2002).

General Director of Sibir-Ugol, JSC (2002) and General Director of GPK Kuznets, LLC (2002–2004).

Deputy Chairman on Kuzbass at Belon, JSC (2004) and General Director of GPK Kuznetsk (2004–2008).

General Director of Gazprom Dobycha Kuznetsk (starting from December 2008).

Awards and titles:

- Full cavalier of Miner's Glory Badge of Merit;
- Cavalier of Medal of Honor for Labor Valor;
- Two-times laureate of the Premium of the Russian Federation Government

The Coiled Tubing Times: Stanislav Stanislavovich, it would be nice if you acquaint the readers with Kuzbass, a region, where Russia develops its new gas industry - production of methane from coal beds.

Stanislav Zolotykh: Kuzbas, or officially Kemerovo Region, is populated by 3 million

«КОЛТЮБИНГ – ЭТО ОСНОВА ПОТОЧНОЙ ТЕХНОЛОГИИ»

производство, шахты. Кузбасс дает 80% коксового угля и 50% энергетического угля России. Наш регион самодостаточный. Во многом благодаря тому, что в его главе стоит целеустремленный человек, губернатор Аман Тулеев, который болеет за дело сам и собирает вокруг себя деятельных людей. Он и наш проект поддержал с первого дня, поддерживал наши начинания и тогда, когда мы еще отдельной структурой были, не относившейся к системе «Газпрома». Так что нам есть на кого опереться.

БК: Для решения каких задач было образовано ООО «Газпром добыча Кузнецк», которое Вы возглавляете?

С.З.: Первая задача, которая ставится перед нашим предприятием – это замена газа, импортируемого в Кузбасс из других регионов, на газ из собственных источников. Наш регион располагает огромными ресурсами угля, в каждой тонне которого содержится до 45 кубометров газа. Это очень серьезный потенциал. Вторая задача – обеспечение безопасности труда шахтеров, потому что, к сожалению, взрывы в шахтах уносят много человеческих жизней. Небольшой экскурс в историю. В XX веке США занимали первое место в мире по авариям в шахтах. Каждый третий погибший шахтер и каждый третий взрыв в шахте были в США. В 70-х годах прошлого века правительством Соединенных Штатов было принято решение о развитии технологий, которые позволили бы еще до того, как шахта будет построена, собрать опасный газ из угля. Компаниям, внедрявшим такие технологии, государство предоставляло целый ряд преференций. Мы изучили опыт США и решили использовать его у нас в России.

БК: Ваша докторская диссертация посвящена вопросам добычи угольного метана. В связи с чем именно эта проблематика оказалась в фокусе Ваших научных и профессиональных интересов?

С.З.: Я начал заниматься проектом по добыче угольного метана еще в 1991 году, когда был генеральным директором угольного предприятия. Я 35 лет проработал на шахтах и изнутри знал эти проблемы, а потому понимал, что если мы не пойдем по пути американцев, то у нас будут продолжать гибнуть люди. Чтобы изменить ситуацию, я ушел из угольной отрасли и занялся осуществлением этого проекта.

БК: Считается, что в условиях России метан угольных пластов – не конкурент традиционному

people. We have several metallurgy works, chemical production, many mines. Kuzbass produces 80% of coking coal and 50% of steam coal in Russia. Our region is self-sufficient. One of the reasons for that is that it is headed by Governor Aman Tuleev, who is a mad of deed himself and is surrounded by energetic people. He supported our project from the very start, when we were just a simple division, not related to Gazprom. So it is good for us to have somebody in the corner.

CTT: You are the Head of Gazprom Dobycha Kuznetsk, LLC. What was it founded for?

S.Z.: The first objective of our company was the replacement of gas imported to Kuzbass from other regions by the gas from our own sources. Our region has enormous resources of coal, each ton of which contains 45 cubic meters (1,590 cubic feet) of gas. This is a very serious potential. Our second

Я начал заниматься проектом по добыче угольного метана еще в 1991 году. Я 35 лет проработал на шахтах и изнутри знал эти проблемы, а потому понимал, что если мы не пойдем по пути американцев, то у нас будут продолжать гибнуть люди.

I initiated a coalbed methane production project back in 1991. I used to work in the mines for 35 years and knew all these problems from inside. I realized that if we didn't follow the American way, people would keep on being killed.

objective is provision of miners' labor security. Unfortunately, explosions in the mines take many lives. Let me make a retrospective journey into the history of the issue. Back in the XX century the USA held the first position in the number of accidents in the mines. Every third explosion and every third killed miner accounted for the United States. In 1970 the US government passed a decision on developing technologies that would allow extracting dangerous gas from the coal even before the mine is built. The government gave a number of preferences to the companies introducing such technologies. We studied this experience of the USA and decided to use it in Russia.

CTT: Your doctor's dissertation is dedicated to the problems of coalbed methane production. Why did your scientific and professional interests focus on that problem?

Coiled tubing is the basis of stream technology

природному газу, по крайней мере, на данном этапе. Суждено ли ему так и остаться региональным видом топлива? Не слишком ли высока себестоимость добытого метана по сравнению с традиционным природным газом, учитывая применение технологий повышения газоотдачи пластов, последующей очистки и т.д.?

С.З.: Традиционный природный газ состоит на 90% из метана. А кузбасский угольный метан имеет концентрацию 99% и не требует никакой очистки. К тому же в нем абсолютно отсутствует сера, примесь которой при использовании метана в качестве топлива способна приводить к износу машин (турбин и т.д.). Так что качество нашего угольного метана выше, чем качество традиционного природного газа. Суждено ли метану остаться региональным видом топлива? Рано или поздно недра, из которых добывается газ под высоким давлением, будут смещаться к Северному полюсу, и значение метана угольных пластов будет возрастать.



Рисунок 1– Российские прогнозные ресурсы угольного метана (карта)

Figure 1– Predicted resources of coalbed methane in Russia (map)

ВК: А природный газ шельфовых месторождений уже стоит дороже угольного метана.

С.З.: Да. Именно поэтому «Газпром» интересуется ресурсами угольного метана. Это очень перспективное направление. В Кузбассе уголь добывают уже 300 лет, но к настоящему времени добыто только 10% разведанных ресурсов. Представляете, какой объем запасов! И в каждой тонне угля «сидит» до 45 кубометров метана, чрезвычайно опасного для шахтеров, но очень полезного для химии и энергетики. Кроме того, здесь очень высока и экологическая составляющая. Потому что если топить углем, то происходит достаточно много негативных выбросов в атмосферу. А метан – топливо экологически чистое.

ВК: Кузбасс – один из слабо газифицированных регионов России, потому что традиционное топливо здесь, по понятным причинам, – уголь.

С.З.: I initiated a coalbed methane production project back in 1991, when I was General Director of a coal plant. I used to work in the mines for 35 years and knew all these problems from inside. I realized that if we didn't follow the American way, people would keep on being killed. In order to change the situation I left the coal industry and took up this project.

CTT: There is an opinion that in Russian conditions coalbed methane can not replace the traditional natural gas, at least at the moment. Will it remain to be just a local fuel? Regarding the cost of methane production, isn't it too high as compared to traditional natural gas, taking into account the application of enhanced gas recovery technologies and technologies of gas cleaning?

С.З.: The traditional natural gas consists of methane for 90%. And Kuzbass coalbed methane has the concentration of 99% and needs no cleaning. Besides, it is totally deprived of sulphur. Presence of the latter in methane fuel can lead to pre-mature failure of machinery (turbines, etc.). So, the quality of our coalbed methane is better than that of the traditional natural gas. Will methane remain a regional type of fuel? Sooner or later the bowels of earth, from which natural gas is produced under high pressure, will be moving towards the North Pole and the value of coalbed methane will be increasing.

CTT: Natural gas produced at offshore fields is already more expensive than coalbed methane.

С.З.: Yes. That is why Gasprom is interested in the resources of coalbed methane. This is a very promising field. In Kuzbass, coal has been produced for 300 years. But only 10% of the explored reserves have been produced so far. It's hard to realize what an amount of reserves we have! Every ton of coal contains 45 cubic meters (1,590 cubic feet) of methane, which is very dangerous for the miners, but very useful for chemistry and power production. Besides, the environmental aspect is also very important here. In the case when coal is used for heating, a lot of harmful emissions are emerged into the atmosphere. And methane is environmentally friendly fuel.

«КОЛТЮБИНГ – ЭТО ОСНОВА ПОТОЧНОЙ ТЕХНОЛОГИИ»

Способна ли масштабная добыча угольного метана изменить топливный баланс Кемеровской области?

С.З.: Конечно, такая задача ставится. Угольный метан будет находить все более широкое применение и в промышленности, и в жилищно-коммунальном хозяйстве. Но я бы хотел обратить внимание читателей еще и на такую проблему. Половина добычи угля в Кузбассе осуществляется открытым способом – с помощью

Меня особенно интересует технология колтюбинга – гибкой трубы. Она предполагает не циклическую работу, а поточную, с минимальными потерями времени. Колтюбинг – основа поточной технологии, это более эффективно, более быстро, менее затратно. Для меня, как главы компании, все это очень важно.

I am especially interested in the coiled tubing technology. It replaces cyclic work by inline operations with minimal time losses. Coiled tubing is the basis of inline technology. It is more efficient, faster and less expensive. All of this is important for me as the head of the company.

карьером, в которых используются большегрузные автомобили – знаменитые БелАЗы. Только одна угольная компания ОАО «Кузбассразрезуголь» для БелАЗов закупает 35 тысяч тонн (это 500 цистерн) топлива в месяц, и притом по цене в два раза дороже газа, который, по сути, рядом. На БелАЗах стоят американские двигатели, которые в США уже конвертированы под газ. Нам очень хотелось бы, чтобы белорусские производители большегрузных автомобилей изучили заокеанский опыт и также перевели БелАЗы на газовое топливо. В этом случае у угольщиков значительно уменьшились бы затраты, связанные с логистикой. Кроме того, в себестоимости угля, добываемого на карьерах, 30% составляет стоимость жидкого топлива, и если уменьшить эту составляющую, то возрастет прибыльность. Меня тоже волнуют эти проблемы, потому что к 2022 году мы должны добывать 4 млрд кубометров метана в год, т.е. полностью заменить нашим метаном тот газ, который сегодня поступает в Кузбасс с Севера. И я не могу не думать о рынках сбыта. Очень перспективный сегмент – автомобильное топливо, тем более что в России принят закон, согласно которому цена на газ устанавливается в два раза ниже самого дешевого жидкого топлива. Такой стимул будет способствовать развитию автомобильного транспорта и росту объемов перевозок.

ВК: Ваши подходы к отбору технологий и техники для интенсификации газоотдачи пластов. Каковы критерии Вашего выбора? Каким технологиям Вы отдаете предпочтение?

CTT: Kuzbass is one of the least gasified regions of Russia, as, naturally, coal is traditional fuel here. Can the large-scale production of coalbed methane change the fuel balance of Kemerovo region?

S.Z.: Sure, there is such an objective. Coalbed methane will find wider application in industry and utilities. But I would like the readers to pay attention to another problem. Half of coal in Kuzbass is produced by surface mining, in open cuts, where famous heavy-duty BelAZ trucks are used. Kuzbassrazresugol, JSC alone has to buy 35,000 tons (500 railway tanks) of fuel a month for its BelAZ trucks paying the price that is twice as high as the price of gas, which is near. BelAZ trucks have American engines. In the USA such engines are already converted to gas (use a mixture of gas and diesel or gas alone as a fuel). We would like the Belarusian producers of heavy-duty trucks to study the American experience and convert BelAZ trucks

to gas fuel. In this case coal producers will be able to spend less on logistics. Besides, the cost of coal produced in open cuts include 30% of the cost of liquid fuel. If this component gets down, the cost effectiveness is on a rise. I am also concerned about these problems, as by 2022 we should be producing 4 billion cubic meters (141 billion cubic feet) of methane a year and totally replace the gas supplied to Kuzbass from the North with it. I can't help thinking about sales markets. One of the most promising segments is engine fuel. Especially since Russia has a law that constrains the gas price to be twice lower than the price of the cheapest liquid fuel. Such an impetus is going to contribute to the development of automobile transport and growth of traffic.

CTT: What are your approaches to selection of enhanced gas recovery technologies and equipment? What are the criteria of your choice? What technologies do you prefer?

S.Z.: We visited many countries with similar problems. We study the American, Canadian, Chinese and Australian experience, the experience of the leading coal producing nations and companies accredited there, which have their own innovation developments. Last fall we met representatives of the Belarusian FID Group at a coal exhibition in Kemerovo, who presented



Coiled tubing is the basis of stream technology

С.З.: Мы побывали во многих странах, где решаются аналогичные проблемы. Изучаем американский, канадский, китайский, австралийский опыт – то есть опыт ведущих угледобывающих стран и компаний, там аккредитованных и имеющих инновационные наработки. Осенью прошлого года на угольной выставке в Кемерово мы встретили представителей Группы ФИД из Беларуси, которые презентовали свою продукцию. Они прибыли в Кузбасс для ознакомления с новой отраслью – с добычей угольного метана, в которой разработки Группы ФИД, по всей видимости, могут найти успешное применение. Возможно, это именно то оборудование, которое нам нужно. Меня особенно интересует технология колтюбинга – гибкой трубы. Она предполагает не циклическую работу, а поточную, с минимальными потерями времени. Колтюбинг – основа поточной технологии, это более эффективно, более быстро, менее затратно. Для меня, как главы компании, все это очень важно. Поэтому мы ищем технологии, которые снизили бы наши издержки и повысили эффективность. Данным требованиям, по моему мнению и мнению моих коллег, в полной мере соответствуют технологии с использованием гибкой трубы. Они позволяют удешевить и бурение, в том числе направленных скважин, и радиальное вскрытие пласта, и проведение стимуляции методом ГРП за один проход снизу вверх.

ВК: Вы имеете в виду многопластовый ГРП?

С.З.: Да, в нашей толще, а у нас два километра в лицензии, порядка 60 пластов, так что есть где разбежаться.

ВК: А какие сложные работы выполняются на Вашем предприятии в настоящее время?

С.З.: В настоящее время мы с участием специалистов из Австралии бурим горизонтальную скважину, конфигурация которой очень сложна: вертикально уходим в пласт, затем следует горизонтальный участок, при этом нужно попасть в другую вертикальную скважину, что требует очень точной навигации. Эта технология – двойного назначения. С одной стороны, она дает возможность извлечь метан из толщи угля, а, с другой, целиком укладывается в технологию добычи угля, которая будет применяться в будущем.

ВК: Целесообразно ли добывать метан угольных пластов одновременно с добычей угля?

С.З.: Добыча метана угольных пластов одновременно с добычей угля – это постоянный риск взрыва. Поэтому добыча газа должна производиться заблаговременно. Я утверждаю это, как человек с многолетним опытом работы в угольной отрасли.

their products to us. They came to Kuzbass to get acquainted with a new industry – production of coalbed methane, in which the developments of FID Group can be applied. Probably, this is the equipment we need. I am especially interested in the coiled tubing technology. It replaces cyclic work by inline operations with minimal time losses. Coiled tubing is the basis of inline technology. It is more efficient, faster and less expensive. All of this is important for me as the head of the company. That is why we look for the technologies that would bring down our expenses and raise the efficiency. In the opinion of my colleagues and me, CT technologies totally meet these requirements. They will lower the costs of drilling, including directional and radial drilling, as well as the cost of fracturing stimulation operations that can be performed in one trip.

CTT: Do you mean multiple zone hydraulic fracturing?

S.Z.: Yes, for instance, our license area (with the depth of 2,000 m/6,562 ft) covers around 60 formations, so there is plenty of room for work.

CTT: What complex operations does your company perform?

S.Z.: At the moment the Australian specialists are assisting us in drilling horizontal well with a very complex topology: at first, we drill a vertical well, then it goes the horizontal section and after that we have to penetrate into another vertical well, which demands very precise navigation. This is a double purpose technology. On the one hand, it allows us to extract methane from the coalbed. On the other hand, it is a part of coal production technology, which will be widely applied in the future.

CTT: Is it reasonable to produce coalbed methane and coal simultaneously?

S.Z.: Simultaneous production of coalbed methane and coal itself is characterized by a permanent risk of explosion. That is why gas should be extracted in advance. I assert it as a specialist with many years of experience in coal production industry.

CTT: How far ahead of coal production should methane extraction be scheduled?

S.Z.: While applying the above-mentioned technologies, 5–6 years are necessary to make the concentration of methane in coal safe. In our conditions it is defined as 9 cubic meters (317 cubic feet) per ton. Even simple ventilation system will

«КОЛТЮБИНГ – ЭТО ОСНОВА ПОТОЧНОЙ ТЕХНОЛОГИИ»

ВК: На какое время добыча метана должна опережать добычу угля?

С.З.: При использовании технологий, о которых я говорил, необходимо 5–6 лет, чтобы довести концентрацию метана в угле до безопасной величины, которая для наших условий определена как 9 кубометров на тонну, и с которой даже система проветривания справится. Метан добывают одновременно с углем разве что в старых шахтах, которые не успели



Рисунок 2 – Сырьевая база для добычи метана из угольных пластов в Кузбассе

Figure 2 – Raw materials base for coalbed methane production in Kuzbass

вовремя дегазировать. Тогда приходится в условиях действующего подземного предприятия бурить целый комплекс скважин и при этом сдерживать уровень добычи угля, чтобы десорбция не стала лавинообразной, что может привести к катастрофе. Поэтому задача номер один – сначала убрать газ, и так делается во всем мире.

ВК: Насколько принципиально различаются технологии, используемые для дегазации угольных пластов и технологии, используемые для добычи метана в значительных масштабах?

С.З.: Согласно международной классификации есть coal mine methane (CMM) – метан угольных шахт и coal bed methane (CBM) – метан угольных пластов. Если добывают CMM, то это локальная дегазация, которая идет одновременно с добычей угля, что опасно. В пространстве и во времени эти два процесса должны быть разведены, и моя задача – именно развести их. Основное отличие CMM от CBM в том, что при заблаговременной дегазации используются более мощные системы – поверхностные буровые станки, колтюбинги, прогрессивные технологии строительства скважин и проводки их на большие расстояния. И в этих скважинах могут использоваться различные виды стимуляции газоотдачи, в том числе гидроразрыв пласта. В условиях шахт (при CMM) эти технологии не осуществляются, потому что это опасно. Однако у меня есть коллеги-ученые, которые настаивают на проведении ГРП в шахтах. Я постоянно с ними спорю. Если в условиях действующей шахты создать

handle such a concentration. Methane is produced simultaneously with coal only in old mines, which were not degassed in time. Then we have to use the existing underground facilities and drill a number of wells while restraining the level of coal production in order to prevent avalanche desorption, as the consequences can be disastrous. Our principal objective is to remove the gas before coal production starts. That's a general worldwide practice.

Всякий ГРП в угольном пласте в шахте опасен.

Fracturing of coal beds in mine conditions is dangerous.

CTT: Are coalbed degassing technologies all the way different from large-scale methane production technologies?

S.Z.: According to international classification, there is coal mine methane (CMM) and coalbed methane (CBM). CMM production implies local degassing performed simultaneously with coal production, which is extremely dangerous. These processes should be separated in space and time and my objective is to separate them. The main difference between CMM and CBM is that timely degassing implies the application of more powerful systems – surface drilling rigs, coiled tubing, advanced well construction technologies, and directional drilling. Various types of enhanced gas recovery techniques, including hydraulic fracturing, can be used. In mine conditions (when CMM is produced) these technologies are not used, because it is dangerous. Yet, some of my colleagues-scientists insist on using hydraulic fracturing in mines. I am arguing with them all the time. Addition loads in virgin coal under conditions of operating mine may destroy the edge part of formation and result in the enormous gas outflow. That is why fracturing of coal beds in mine conditions is dangerous.

CTT: Clearly, the methods of coalbed methane production have nothing to do with conventional natural gas recovery techniques?

S.Z.: Sure. Conventional gas is constrained in specific traps located within the reservoir, while methane is kept in coal matrix by inter-molecule links. Natural gas trap looks like a bubble. Gas



Coiled tubing is the basis of stream technology

дополнительные нагрузки в угольном массиве, то может произойти разрушение краевой части пласта и выброс большого количества газа. Поэтому всякий ГРП в угольном пласте в шахте опасен.

ВК: Очевидно, методика добычи метана угольных пластов ни в коей мере не похожа на технологию добычи традиционного природного газа?

С.З.: Конечно. Традиционный газ в коллекторе находится в определенных ловушках, а метан удерживается в угольной матрице межмолекулярными связями. Газовую ловушку можно сравнить с пузырем. Газовики бурят с большим опасением, с тяжелыми растворами, чтобы, не дай бог, давление в коллекторе не превысило давление жидкости и не произошел фонтанный выброс. А мы, напротив, стараемся создать разрежение, чтобы молекулы газа оторвались. А для этого нужно, чтобы давление в скважине было меньше, чем в самом растворе. То есть это диаметрально противоположные технологии. Но нам бурить приходится тоже очень осторожно, чтобы не закольматировать коллектор. К сожалению, серьезного опыта добычи угольного метана пока нет нигде на постсоветском пространстве. Поэтому мы и стараемся с миру по нитке собирать.

ВК: Означает ли это, что для выполнения сложных работ Вы намерены приглашать зарубежных подрядчиков?

С.З.: ООО «Газпром добыча Кузнецк» – единственная компания в России, которая занимается промышленной добычей угольного метана. В качестве подрядчиков у нас работают иностранные компании, в частности, ГРП делает международная сервисная компания Trican Well Service, а проводку скважин осуществляет австралийская компания Mitchell. Нам выгодно было бы пригласить компанию, от которой как бы «из одних рук» можно было бы получить и бурение, и ГРП. Я бы хотел, чтобы белорусские и российские компании создали конкуренцию международным на данном рынке сервисных услуг, и буду приветствовать их участие в объявляемых нами тендерах.

ВК: Недавно метан был включен в классификатор полезных ископаемых России. Как это повлияет на развитие проектов по его добыче?

С.З.: Добились наконец... Повеяло положительно. В этом году Государственная Дума приняла закон, согласно которому для нашего газа налог на добычу – ноль.

miners usually have big fears while drilling. They use weighted drilling muds in order to the level of keep hydraulic pressure higher than reservoir pressure. Otherwise a blowout may occur. We do the opposite. We try to produce an underpressure in order to detach gas molecules. We need the pressure in the well to be lower than the mud pressure. These are the opposite technologies. But we have to drill very carefully in order not to prevent reservoir calmatation. Unfortunately, the post-Soviet space lacks serious experience in the sphere of coalbed methane production. That is why we are trying to get information from any possible sources.

CTT: Do you mean that you are going to contract foreign specialists?

S.Z.: Gazprom Dobycha Kuznetsk, LLC is the only Russian company engaged in coalbed methane production. We outsource foreign companies for certain operations. For instance, hydraulic fracturing is performed by international service company Trican Well Service, and wells are drilled by the Australian company named Mitchell. It would be convenient for us to have a contractor who could perform both drilling and fracturing operations. I would like Belarusian and Russian companies to provoke competition at the international service market and I welcome their participation in our tenders.

Нам выгодно было бы пригласить компанию, от которой как бы «из одних рук» можно было бы получить и бурение, и ГРП.

It would be convenient for us to have a contractor who could perform both drilling and fracturing operations.

CTT: Methane has been recently included in the Classifier of Russian mineral resources. How is it going to influence the projects on its production?

S.Z.: We've finally managed to do that... It will make a positive influence. This year State Duma passed a law fixing zero tax for production of our gas.

CTT: Stanislav Stanislavovich, you are not only an experienced manager, but also a recognized scientist. How do you manage to combine scientific and industrial activities?

«КОЛТЮБИНГ – ЭТО ОСНОВА ПОТОЧНОЙ ТЕХНОЛОГИИ»

ВК: Станислав Станиславович, Вы не только, как говорят, «крепкий хозяйственник», но и признанный авторитет в ученом мире, доктор технических наук. Как Вам удастся совмещать научную деятельность с производственной?

С.З.: Все очень просто: работал главным инженером. Возникли проблемы на шахте – горные удары. Простыми словами – землетрясения в шахте, которые приводят к разрушению выработок и могут стать причиной катастрофы. Стал этой проблемой заниматься, решил ее, защитил кандидатскую диссертацию. Потом, в 1991 году, метановые вопросы возникли. Занялся ими – написал докторскую. Мне грех жаловаться на судьбу. Я один из немногих в России, кто дважды «генерал» – генеральный директор. Один раз в угольной отрасли, а другой – уже в газовой. Две премии Правительства РФ, 37 наград по угольному направлению. Заслуги мои замечают и оценивают. Губернатор помогает нашему предприятию. Мне вообще везло с учителями и хорошими людьми в Кузбассе.

ВК: Какими Вы видите перспективы развития Вашего предприятия в ближайшие годы?

С.З.: Прогнозы, как я уже говорил, – к 2022 году выйти на уровень 4 млрд кубометров метана в год. Сейчас мы находимся на стадии геолого-разведочных работ (ГРП). У нас имеется порядка 27 скважин, на которых мы отрабатываем технологию освоения, а также подборку и использование оборудования. Надежность оборудования очень важна в условиях Сибири, а у нас и до минус 48 бывает на промыслах. Цель – 4 млрд кубометров газа в год – вполне достижима при развитии прогрессивных технологий бурения, стимуляции, транспортировки, сжижения и т.д. Мы должны выйти на темп бурения 130 скважин в год. Каждая – примерно по километру длиной, так что в течение нескольких лет по 130 км нужно будет бурить. Это очень серьезные объемы работ. А дальше встанут новые задачи. Первая – обеспечить Кузбасс собственным газом. Вторая – найти новые рынки сбыта нашего метана. Возможно, это будет Китай или Юго-Восточная Азия. В настоящее время в Кузбассе 99% потребляемого газа приходится на долю промышленных предприятий. Транспортировка с Севера, за 2500 км, означает накрутки на транспорт, на обслуживание газопроводов... А предприятия-потребители этого газа потом выходят на рынок, в том числе и мировой, со своей продукцией – черными металлами, алюминием, углем. Если наш газ будет дешевле, чем тот, который сегодня поступает с «северов», то диверсифицируется вся экономика Кузбасса. Она станет более эффективной. ☺

ВК: Успехов Вам и процветания Кузбассу!

S.Z.: Everything is simple: I was an engineer-in-chief. We had problems with earthquakes in the mines, which brought about deterioration of mines and could end up drastically. I began studying the problem, handled it and wrote a Ph.D. Then, in 1991, the methane issue arose.

I took up these issues and wrote a doctoral dissertation. I am one of the few persons in Russia, who is twice a General Director, both in coal and gas industries. I have two premiums of the Russian Federation Government and 37 awards for achievements in coal industry. My achievements have been noticed and rewarded. The Governor helps our company. I was lucky to meet good teachers and good people in Kuzbass.

CTT: What are avenues of your company development for the next few years?

S.Z.: By 2022 we plan to reach the level of 4 billion cubic meters (141 billion cubic feet) of methane produced a year. At the moment we are performing geological exploration operations. We have around 27 wells, where we practice completion technologies, selection and utilization of equipment. The reliable equipment is very important for the conditions of Siberia, sometimes we have the temperature down to -48 degree Celsius. Our goal is quite achievable given the development of advanced drilling, stimulation, transportation and liquation technologies. We should drill 130 new wells a year, each having a length of 1,000 m (3,280 ft). So, we have to drill 130 km (426,500 ft) a year. This is a very serious issue. New objectives will appear after this one. One of them is provision of Kuzbass with its own gas. The second one is finding new sales markets for our methane. Probably, it will be China or South Eastern Asia. At the moment industrial enterprises account for 99% of gas consumed in Kuzbass. Transportation from the North, from the distance of 2500 km (1,550 miles), introduces extra transportation costs, etc... The factories, which consume this gas, enter the markets (including worldwide markets) with their products – ferrous metals, aluminum, and coal. If our gas is cheaper than that, which we buy and transport from the North, the whole economy of Kuzbass will be diversified. It will become be more effective. ☺

CTT: Wishing success to you and prosperity to Kuzbass!



НПП «РостЭКтехнологии»

**Безбаритовая тяжелая жидкость
СГС-18 плотностью 1600, 1800
и 2100 кг/м³ для бурения,
заканчивания и ремонта скважин**

г. Краснодар,
тел./факс:
+7 (861) 278-22-69,
278-22-89,
278-22-33,
(988) 240-70-10
mail@npprtt.ru
www.npprtt.ru

ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ «СГС-18»:

- отсутствие твердой фазы;
- сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта и дебита скважин;
- кратное увеличение успешности операций по установке и ремонту внутрискважинного оборудования, особенно в глубоких скважинах;
- значительное снижение затрат на приготовление;
- низкая температура кристаллизации растворов.

ТЕХНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЖИДКОСТИ НА ОСНОВЕ КОМПОЗИЦИИ «СГС-18»

Плотность, кг/м ³	1600-2100
Скорость коррозии трубной стали группы «Д» при 125 °С, мм/год.....	Менее 0,125
Коэффициент восстановления проницаемости, %.....	Более 90
Условная вязкость Т700/500, С.....	120-180
Показатель pH.....	3-7
Показатель увлажняющей способности По, см/ч.....	0,05

КОМПОЗИЦИЯ «СГС-18»

успешно применяется в нефтяных и газовых скважинах месторождений Западной Сибири для выполнения следующих операций:

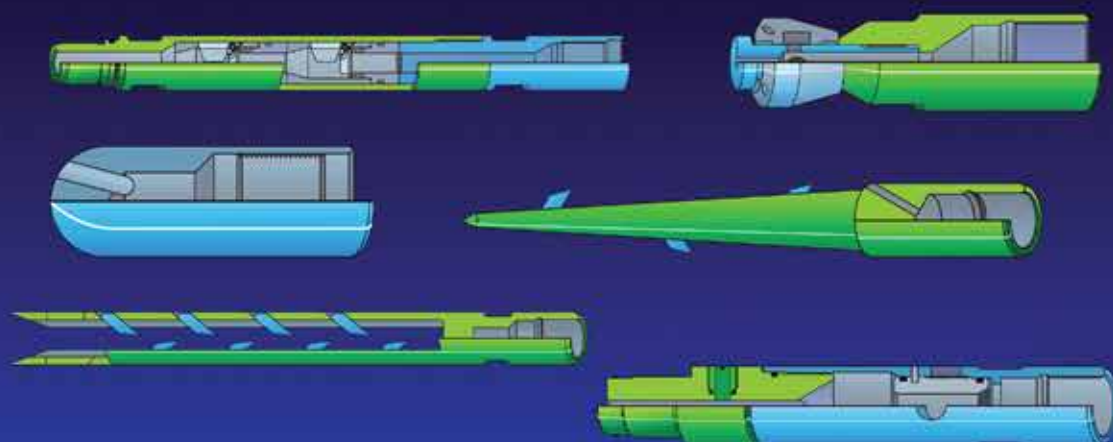
- глушение
- испытание
- перфорация
- консервация



ООО «НПП «РосТЭКтехнологии»

ПРОИЗВОДИТ И ПОСТАВЛЯЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СКВАЖИННЫЙ ИНСТРУМЕНТ

для работы с колтюбинговыми установками:



- Переводники для безмуфтовой длинномерной трубы
- Клапаны обратные
- Разъединители аварийные
- Переводники различного назначения
- Ловильный инструмент
- Центраторы механические и гидравлические
- Труборезки гидромеханические
- Насадки размывочные
- Скребки механические
- Яссы механические и гидравлические
- Штанги грузовые
- Комплект инструмента для подъема аварийной трубы
- Клапаны циркуляционные
- Специальный инструмент

**Размерный ряд инструмента позволяет производить
основной спектр технологических операций
с использованием колтюбинговых установок**

ООО «НПП «РосТЭКтехнологии», г. Краснодар,
телефон: (988) 240-70-10;
телефон, факс: (861) 278-22-69,
278-22-89, 278-22-33
www.npprtt.ru;
E-mail: mail@npprtt.ru

КОМПЛЕКТ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ

Предназначен для управляемого горизонтального и наклонно-направленного бурения скважин, в том числе в условиях депрессии на продуктивный пласт.

В состав комплекта входит система направленного бурения (СНБ) с кабельным каналом связи в исполнении 76 мм или 89 мм.

СНБ включает:

- наземное оборудование;
- компоновку низа бурильной колонны;
- программное обеспечение.

СНБ позволяет:

- осуществлять проводку скважин с высокой интенсивностью набора кривизны;
- осуществлять проводку скважин по пластам малой толщины с высокой точностью;
- оптимизировать траекторию скважины;
- получать данные с забоя в режиме реального времени.



Преимущества колтюбингового бурения:

- увеличение механической скорости проходки;
- стабильность параметров депрессии вследствие непрерывности процесса бурения;
- сохранение коллекторских свойств приствольной части пласта;
- высокий уровень производственной и экологической безопасности;
- высокая степень автоматизации бурения.

ООО «ФракДжет-Волга»: внедряем эффективные технологии

FracJet-Volga Introducing Efficient Technologies



О.В. ВОИН, заместитель генерального директора по геологии

Р.И. ЕНИКЕЕВ, заместитель генерального директора по бурению и ГНКТ

O.V. VOIN, Deputy General Director for Geology

R.I. ENIKEEV, Deputy General Director for Drilling and CT

ООО «ФракДжет-Волга» специализируется на высокотехнологичном сервисе для нефтяных и газовых компаний. Компания создана более 10 лет назад на базе уже имеющихся производственных мощностей и опыта ее учредителей. С самого начала деятельности была выбрана стратегия, направленная на инновационное развитие. Разумеется, мы используем и консервативные, отработанные годами технологии, но они тоже не стоят на месте: появляется новое, более производительное, безопасное и экологичное оборудование, в котором мы заинтересованы.

В настоящее время мы претендуем на звание крупнейшей колтюбинговой российской компании, наш флот составляет восемь единиц этого оборудования.

Основные виды услуг, которые мы предлагаем, – это освоение, капитальный ремонт, все виды колтюбинговых технологий, бурение новых скважин и боковых стволов, интенсификация притока, повышение нефтеотдачи, а также другие виды работ. Кроме того, мы поставляем расходные растворы и материалы, нефтепромысловое оборудование и запасные части к нему.

Человеческий и технический потенциал компании позволяет выполнять поставленные заказчиками задачи на самых сложных месторождениях и участках на территориях России и Казахстана, в том числе на газовых и газоконденсатных скважинах. Нам интересны такие виды работ, которые заставляют двигаться вперед в смысле новых технологий и решений.

Одной из инновационных и внедренных нами в промышленных масштабах является технология кислото-струйного бурения. Суть технологии заключается в создании в необсаженной части продуктивного пласта нескольких боковых горизонтальных стволов с применением колтюбинга и специальных компоновок. Использование колтюбинговой установки позволяет проводить работы без привлечения бригады КРС, не извлекая спущенное подземное оборудование. Это обеспечивает герметичность устья на всех этапах работы и сокращает время и финансовые затраты на запуск скважины в работу.

Limited Liability Company FracJet-Volga specializes in providing high-tech services to oil and gas companies. The Company was founded more than 10 years ago on the basis of the existing production facilities and using the experience of its founders. From the very start of its activities the Company decided to pursue the strategy aimed at innovative development. Needless to say, we also use traditional time-proved technologies but they too undergo changes: new, more efficient, safe and environmentally friendly equipment comes into picture and kindles our interest.

At present we are claiming to be the biggest Russian coil tubing company with a fleet of 8 CT units.

The main services that we provide include well development, workover, all kinds of coiled tubing technologies, drilling of new holes and offshoots, well stimulation, enhanced oil recovery and other types of operations. Additionally, we supply expendable solutions and materials, oil field equipment and its spare parts.

The Company's human and technical capacity enables it to perform the tasks set by the customers in most troublesome fields and sites on the territory of Russia and Kazakhstan, including gas and gas-condensate wells. We take interest in jobs that make us move forward in terms of new technologies and solutions.

Acid jet drilling is an innovative technology used on an industrial scale. The method involves creating several side horizontal boreholes using coiled tubing and special assemblies in the uncased part of the productive formation. The use of coiled tubing enables to perform operations without involving a well workover team and without pulling the equipment out of the hole. This ensures sealing at all stages of the job and reduces time and money needed to put the well into operation.

The drilling assembly is lowered into the well using coiled tubing; the acid compound going through the



На ГНКТ спускается соответствующая компоновка, кислотный состав, проходя через гидромониторную насадку, вступает в реакцию с карбонатными отложениями и намывает в скважине канал, длина которого достигает на данном этапе развития технологии 15–18 м. Затем в канале размещается модифицированный кислотный состав, цель которого – создание разветвленной сети так называемых доминантных червоточин. То есть технология использует совмещение двух типов кислотного воздействия для увеличения эффективности обработки.

Преимуществами метода являются:

- Целевое воздействие на выбранные продуктивные пропластки.
- Увеличение эффективного радиуса скважины.
- Ввод в действие новых зон дренирования за счет пересечения стволами трещиноватых зон.
- Доставка кислотного реагента в удаленную зону продуктивного пласта.
- Возможность пробурить много боковых горизонтальных стволов за короткое время.
- Работы производятся только силами колтюбинговой бригады.
- Работы проводятся через спущенную компоновку НКТ, что сокращает время и финансовые затраты на запуск скважины в работу.

Есть и ограничения метода:

- Работы можно проводить только в открытом стволе или вырезанном участке обсадной колонны.
- Карбонатный кислоторастворимый коллектор.

Факторы изменения продуктивности скважин:

1. Увеличение эффективного радиуса скважины.
 2. Преодоление скин-зоны.
 3. Пересечение большого числа трещин и вскрытие высокопроницаемых матриц.
- Бурение 4–6 каналов позволяет увеличить продуктивность скважин в среднем на 30–40%, на некоторых скважинах наблюдается прирост до 65%. Сравнение основных методов интенсификации на

jet nozzle reacts with carbonate deposits and forms a cavity in the hole. The length of such a channel at the present stage of technological development can reach 15 to 18 m. Then the channel is filled with a modified acid compound the purpose of which is to create a branching network of so called dominant wormholes. In other words, this method combines two types of acid action to increase the efficiency of treatment.

Advantages offered by this method:

- Targeted impact on the selected producing layers.
- Increase of the effective well radius.
- Putting into operation of new drainage areas due to holes going through fractured zones.
- Delivery of the acid reagent to the remote zone of the producing formation.
- Possibility to drill numerous side horizontal boreholes in short time.
- The work is carried out pulling the resources of the coiled tubing team only.
- The work is performed with tubing lowered into the well which reduces time and money needed to put the well into operation.

Limitations of the method:

- The work can be carried out only in the open hole or the cut section of the casing string;
- Carbonate acid-soluble reservoir.

Factors affecting the productivity of the well:

1. Increase of the effective well radius,
2. Overcoming of the skin zone,
3. Crossing of numerous fissures and exposure of high-permeability formation matrixes.

Drilling of 4–6 channels enables to increase the well productivity on average by 30–40%; some holes show an increase of up to 65%.

Comparison of the main stimulation methods using the model of the producing field shows that the efficiency of acid jet drilling is relatively high

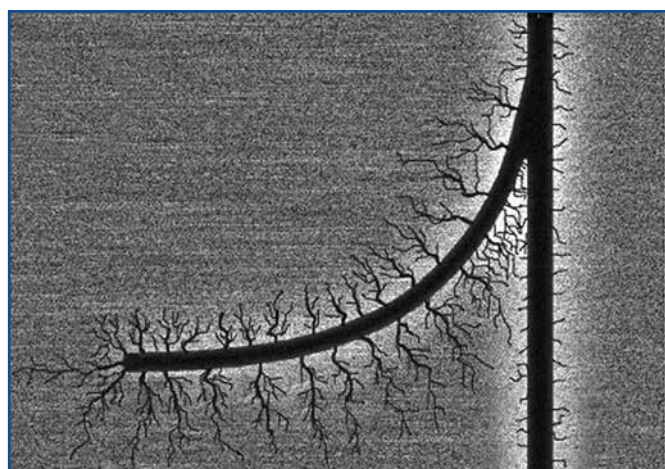


Рисунок 1 – Создание сети доминантных червоточин
Figure 1 – Creation of a network of dominant wormholes

модели действующего месторождения показывает, что эффективность КСБ довольно высока как по увеличению дебита, так и по продолжительности эффекта. В сравнении с бурением второго горизонтального ствола технология КСБ выигрывает за счет уменьшения финансовых и временных затрат, а также сокращения рисков. При КСБ дополнительные расходы могут быть связаны только с удалением части колонны в случае, если она обсажена.

Если сравнивать с ГРП, то технология имеет преимущество в продолжительности эффекта и в возможности выборочного воздействия на интервалы продуктивного пласта.

При оценке эффективности использовались не только статистические данные из аналоговых месторождений, а также проводились аналоговые расчеты на гидродинамической модели двойной пористости в программном продукте Tempest (Roxar).

Несмотря на то, что с точки зрения увеличения КИН наиболее эффективной технологией является бурение второго ГС, при существующих сложностях в бурении, а также более высокой стоимости работ предлагается альтернативный и не менее эффективный метод кислото-струйного бурения.

Другой интересной технологией является технология резки НКТ с помощью компоновки (режущим инструментом) на ГНКТ. Данная операция не является новой, однако нам пришлось решить ряд технических сложностей, а именно: компоновкой с наружным диаметром 54 мм провели работы по резке НКТ наружным диаметром 89 мм. Контроль за отрезанием осуществляется посредством рабочих давлений, а также изменением веса ГНКТ (см. рисунок 3).

Основные операции при выполнении работ:

1. Сбор информации по скважине.
2. Составление плана работ.
3. Утверждение рабочей программы и затрат с заказчиком.
4. Подготовительные работы.
5. Мобилизация, завоз необходимого оборудования и технологических жидкостей.
6. Монтаж оборудования.

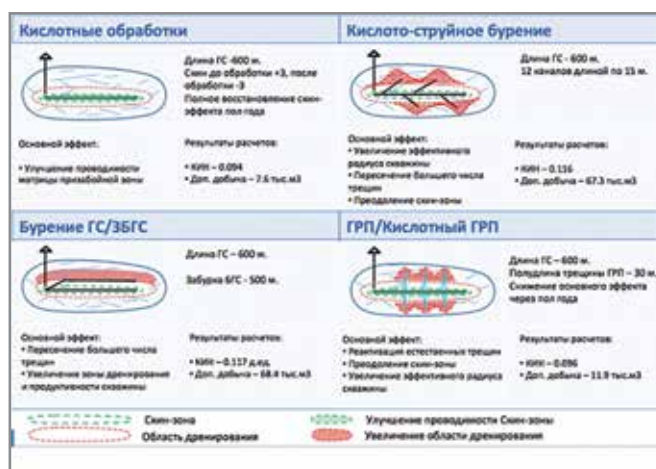


Рисунок 2 – Сравнение методов интенсификации
Figure 2 – Comparison of stimulation methods

both in terms of increasing the flow rate and the duration of the effect. When compared to drilling of a second horizontal hole, the acid jet drilling method appears to be more advantageous due to the reduced consumption of money and time as well as reduced risks. The only additional costs produced by acid jet drilling are related to the removal of a string section if it is cased. The advantage of the AJD method over hydraulic fracturing lies in more extensive duration of the effect and the possibility of selective action on the intervals of the producing formation.

The efficiency evaluation involved the use of both statistical data from similar fields and analog calculations using Tempest-based double porosity hydrodynamic model (Roxar).

Despite the fact that in terms of oil recovery efficiency the drilling of a second horizontal hole is a more effective method, nevertheless, in view of the existing difficulties related to drilling and higher costs of the work, an alternative but no less efficient method is proposed – Acid Jet Drilling.

Another interesting method is cutting of tubing using a cutting tool lowered on coiled tubing. This operation is not new but we had to overcome a number of technical obstacles, namely: a tool with the external diameter of 54 mm was used to cut the tubing with the external diameter of 89 mm. Cutting control was ensured by using working pressures and weight changes in coiled tubing (see Figure 3).

Main operations included in the job:

1. Well data collection.
2. Work plan development.
3. Validation of the work program and costs with the Customer.
4. Preliminary work.
5. Mobilization, delivery of the required equipment and process liquids.
6. Equipment installation.
7. Pressure testing of the equipment and downstream lines.

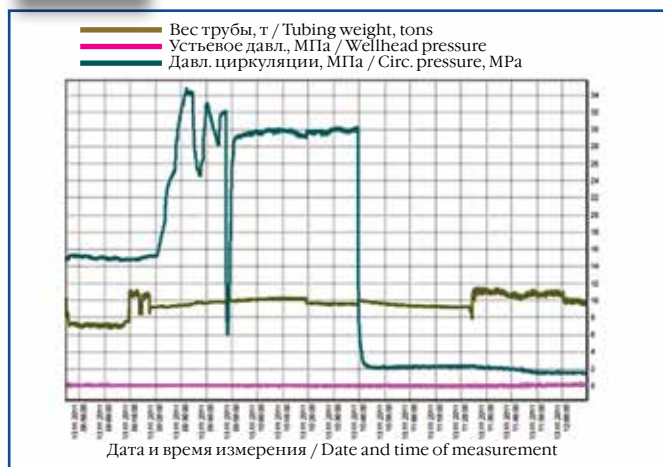


Рисунок 3 – График СКР

Figure 3 – Performance Diagram

7. Опрессовка оборудования и нагнетательных линий.
8. Спуск ГНКТ (гибкой насосно-компрессорной трубы) с шаблоном до заданного интервала. Подъем ГНКТ.
9. Спуск ГНКТ с оборудованием для рассоединения (резки) на заданный интервал. Проведение работ по рассоединению. Подъем ГНКТ.
10. Демонтаж оборудования.
11. Заключительные работы.

Можно отметить следующие преимущества технологии по рассоединению НКТ с применением гидравлического трубореза на ГНКТ:

- отсутствие негативного влияния на эксплуатационную колонну в процессе при производстве работ;
- отсутствие деформации НКТ в области среза, что облегчает проведение последующих ловильных работ;
- сокращение затрат на спуско-подъемные операции в процессе капитального ремонта скважин;
- возможность глушения скважины в процессе капитального ремонта скважин.

На своем примере мы показываем, что отечественные разработки не только не хуже, но в ряде случаев и более выигрышные, чем у западных конкурентов. Следует помнить, что сама колтюбинговая технология появилась в Америке, и в России приходилось сначала просто осваивать этот метод и начать догонять лидеров отрасли. Но ситуация в корне изменилась, наше развитие ушло от заданных шаблонов. Мы теперь производим кислотные составы нашей разработки, преимущественно с собственными добавками, а в некоторых случаях используем полностью новые составы.

Ведется НИОКР компоновки КСБ нового поколения, которая позволит получать информацию о проводке каналов и производить ориентирование инструмента. Инженеры компании «ФракДжет-Волга» сейчас отрабатывают новые технологии и подходы к работе на месторождениях на базе колтюбинговых технологий, но говорить об этом можно будет, разумеется, после полноценных испытаний в полевых условиях. Сегодня мы технически и технологически готовы к проведению работ по бурению с колтюбинговой установки, заказы на такие работы нами уже получены. ☺



Рисунок 4 – Место реза колонны

Figure 4 – Cut-off location

8. Lowering of coiled tubing with a gage to the specified interval. Lifting of CT.
9. Lowering of equipment on coiled tubing for disconnection (cutting) at the specified interval. Disconnecting. Lifting of CT.
10. Disassembly of equipment.
11. Final operations.

The method of tubing disconnection using a hydraulic pipe cutter on CT offers the following advantages:

- No negative impact on the production string during operations;
- No tubing deformation around the cut which facilitates subsequent fishing operations;
- Reduction of costs related to round-trip operations during well workover;
- Possibility of well killing during well workover.

By our example we demonstrate that domestic developments are not inferior but on a number of occasions are superior to those offered by western competitors. It should be mentioned that the coiled tubing technology was developed in America and Russia first had to master this method and then catch up with the leaders. The situation has fundamentally changed – we have left the established patterns far behind. We now produce acid compounds of our own development mostly with our own additives and in some cases we use completely new compounds.

Research and development for an acid jet drilling package of new generation is being conducted which will allow to receive information about the arrangement of channels and to orient the tool. FracJet-Volga's engineers are now developing new technologies and approaches to field operations based on CT technologies, but we can talk about it more after full field trials. Today we are technically and technologically prepared to perform drilling operations using CT and have already received orders for such operations. ☺

SPE-163926-MS

Разобобщение интервалов волоконно- армированными проппантными пробками при многостадийном ГРП с использованием гидропескоструйной перфорации на ГНКТ в боковых горизонтальных стволах

Fiber-Enhanced Proppant Plugs Ensure Zonal Isolation During Multistage Coiled Tubing Abrasive Perforation and Stimulation in Horizontal Sidetracks

А.А. ПОТРИСОВ, В.Н. КОВАЛЕВ, ООО «Лукойл — Западная Сибирь»
К.В. БУРДИН, М.В. ОПАРИН, А.Р. АДIL, М.А. ПОПОВ, В.Н. КЛИМЕНКО,
П.В. БРАВКОВ, А.А. КЛЮБИН, М.И. НОВИКОВ, «Шлюмберже»

A.A. POTRYASOV, V.N. KOVALEV, LLC "LUKOIL - Western
Siberia" and K.V. BURDIN, M.V. OPARIN, A.R. ADIL,
M.A. POPOV, V.N. KLIMENKO, P.V. BRAVKOV,
A.A. KLYUBIN, M.I. NOVIKOV, Schlumberger

ОБЗОР

Горизонтальное бурение и многостадийный гидроразрыв пласта (ГРП) становятся все более распространенными операциями в разработке низкопроницаемых нефтеносных пластов на месторождениях Западной Сибири. С использованием этих технологий на сегодняшний день были закончены более 100 скважин, результаты работ были успешными с точки зрения перспектив добычи и других показателей. Большинство операций проводили во вновь пробуренных скважинах, где было возможно устанавливать пакеры в открытом стволе и фрак-порты для разобщения интервалов ГРП. Концепция многоступенчатого ГРП была также воплощена на старых участках давно разрабатываемых месторождений, где зарезка бокового ствола была главным способом увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН). Традиционное забуривание боковых стволов связано с риском недостижения достаточного уровня добычи в пластах с низкой проницаемостью — даже после проведения обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ).

ABSTRACT

Horizontal drilling and multistage fracturing completions are becoming widespread practices in the development of Western Siberia's low-permeability oil fields. More than 100 wells have been completed to date — with success from both operational and production perspectives. The majority of applications were applied in newly drilled wells, where it is possible to install openhole packers and frac ports for isolating fracture stages. The concept of multistage fracturing was transferred to old areas of brownfields, where sidetracks drilling was the main method of increasing oil recovery. Traditional sidetracks were associated with risks of production underachievement in low-permeability environments — even after stimulation treatments.

The ability to drill sidetracks with a considerable horizontal section, and stimulating them with several fracturing stages would improve production significantly. However, slim wellbores of sidetracks

Copyright 2013, Society of Petroleum Engineers

This paper was prepared for presentation at the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, 26–27 March 2013.

This paper was selected for presentation by an SPE program committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper have not been reviewed by the Society of Petroleum Engineers and are subject to correction by the author(s). The material does not necessarily reflect any position of the Society of Petroleum Engineers, its officers, or members. Electronic reproduction, distribution, or storage of any part of this paper without the written consent of the Society of Petroleum Engineers is prohibited. Permission to reproduce in print is restricted to an abstract of not more than 300 words; illustrations may not be copied. The abstract must contain conspicuous acknowledgment of SPE copyright.



Значительное увеличение добычи достигается бурением боковых стволов с большим горизонтальным участком и последующим проведением нескольких этапов ГРП. Однако небольшой внутренний диаметр боковых стволов скважин существенно ограничивает возможность выбора способов заканчивания, и в этом случае использование гидropескоструйной перфорации (ГПП) на гибкой насосно-компрессорной трубе (ГНКТ) становится оптимальным вариантом при проведении многоступенчатого ГРП. Одной из основных задач в этом процессе является разобщение интервалов ГРП. Для повышения устойчивости суспензии частиц проппанта, что способствует созданию наиболее эффективной, однородной пробки, был применен волоконно-армированный проппант.

Этим методом была недавно закончена первая скважина. Были проведены три стадии ГРП с ГПП на ГНКТ и вводом волоконно-армированного проппанта в конце первых двух стадий ГРП. В обоих случаях надежная изоляция была достигнута с первого раза. После проведения всех трех стадий ГРП выполнена нормализация забоя с последующим освоением скважины азотом. Добыча нефти превысила ожидаемую на 30%.

Многостадийный ГРП в боковом горизонтальном стволе скважины, законченной цементированным хвостовиком, с использованием ГПП на ГНКТ и волоконно-армированных проппантных пробок для временной гидроизоляции интервалов ГРП продемонстрировал свою уникальную ценность, являясь единственно возможным решением для данных условий. В статье описаны процесс принятия решений, методика оптимального выбора скважин-кандидатов, примеры применения технологии и вынесенные уроки.

ВВЕДЕНИЕ

Основной проблемой юрских и неокомских образований является низкая проницаемость и высокая неоднородность. В этом случае ГРП становится необходимым для экономически выгодной разработки месторождения. Также известна практика добывающих компаний проводить забуривание боковых стволов на скважинах, где извлечение углеводородов из основного ствола становится невозможным или экономически невыгодным. Подобные боковые стволы обычно имеют весьма сильное отклонение от вертикали и высокий темп набора кривизны в интервале коллектора и закончены цементруемым хвостовиком диаметром 4,5 или 4 дюйма (114 или 102 мм). На них часто успешно проводят ГРП после кумулятивной перфорации на НКТ.

Исторически сложилось так, что технологии ГРП на месторождениях Когалыма развиваются в сторону закачки большего объема жидкости большей чистоты с повышением надежности размещения проппанта с целью увеличения эффективности и экономической рентабельности обработки. В последние годы горизонтальное бурение и многостадийный ГРП стали играть важную роль в стратегии разработки:

significantly restrict completion option choice and abrasive perforating via coiled tubing (CT) becomes a universal enabler for multistage fracturing treatments. One of the greatest challenges in such a process is isolation between the stages. Fiber-enhanced proppant plugs were used for better proppant grains suspension, which sets the plug in the most efficient, homogeneous way.

The first well was recently completed with this method. Three stages of fracturing stimulation were performed with CT abrasive perforation; fiber-enhanced proppant plugs were placed at the tail-in of the first two fractures. In both of the fractures, reliable isolation was achieved at first attempt. After all three stages were placed, wellbore cleanout with CT was performed, followed by nitrogen kickoff. Oil production has exceeded expectation by 30%.

Multistage fracture (MSF) stimulation in the horizontal section of a sidetrack well completed with cemented liner with the utilization of abrasive perforating and fiber-enhanced proppant plugs has demonstrated unique value, as it is the only effective solution currently available for these conditions. The decision-making and candidate-selection processes, execution and lessons learned are described.

INTRODUCTION

Main challenges of the Jurassic and Neocomian formations are low permeability and high heterogeneity. Hydraulic fracturing becomes a requirement to make a well economical. At the same time it is common to drill sidetracks as a remedial action after the producing interval becomes not reachable or not economical to produce. Thus these laterals usually have quite a high deviation and dog leg severity in the range of the reservoir and are completed with cemented liner 4.5" or 4". These wells are often successfully treated with fracturing after Tubing Conveyed Perforating [TCP].

Historically, hydraulic fracturing in Kogalym area oil fields was developing towards bigger size treatments with cleaner fracturing fluids and better reliability in proppant placement with a goal to improve efficiency and economics. In the recent years, horizontal (HZ) drilling and multistage fracturing [MSF] took an important role in development strategy; Kogalym fields have been holding leading position in Russia in HZ multistage stimulation.

Along with HZ drilling of new wells completed with MSF completion system (utilizing open hole packers and ball operated fracture port jewellery) introduction of MSF in horizontal sidetracked laterals for already developed areas does increase oil recovery ratio.

Successfully conducted for the first time in Russia a unique technology of abrasive jet perforation and

месторождения Когалыма заняли лидирующие позиции в России по применению многостадийного ГРП.

Как и в случае бурения новых горизонтальных скважин с уже ставшим традиционным заканчиванием многостадийным ГРП с помощью компоновок с пакерами в открытом стволе и фрак-портами с шаровым толкателем, многостадийный ГРП на боковых горизонтальных стволах на уже разработанных участках также увеличивает КИН.

В статье описывается первое применение в России в 2012 году уникальной технологии ГПП и многостадийного ГРП в боковом горизонтальном стволе скважины, законченной цементированным хвостовиком. Данная технология заключается в проведении определенного количества операций ГПП через ГНКТ с последующим ГРП. Технология позволяет использовать обычные цементируемые хвостовики, исключая необходимость в дорогой системе заканчивания с пакерами в открытом стволе и фрак-портами с шаровым толкателем.

Пилотный проект реализован западносибирскими нефтяниками на Тевлинско-Русскинском месторождении. Сегодня уже введены в эксплуатацию шесть скважин, освоенных по данной технологии на Повховском, Нонг-Еганском, Тевлинско-Русскинском и Урьевском месторождениях.

Многостадийный ГРП в скважине с горизонтальным боковым стволом, обсаженной зацементированным хвостовиком, с использованием ГПП и разобщением интервалов волокноно-армированными проппантами является уникальной технологией, так как на данный момент это единственный метод на рынке многостадийных ГРП, применимый для боковых стволов с хвостовиками диаметром 4 или 4,5 дюйма (102 или 114 мм).

На конец 2012 года по данной технологии уже закончено 11 скважин и работы продолжаются.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР, ССЫЛКИ НА ПРЕДЫДУЩИЕ СТАТЬИ

В условиях ухудшения коллекторских свойств (уменьшение эффективной мощности пласта, понижение проницаемости) вертикальные скважины даже после ГРП имеют недостаточный дебит нефти. Обратившись к опыту нефтяных и газовых компаний США и Канады, где в последние годы наблюдается значительный рост количества операций по гидроразрыву пласта, можно видеть массовый переход от бурения вертикального к горизонтальному. Технология многостадийного ГРП на горизонтальных стволах зарекомендовала себя как наиболее экономически выгодная для большинства западных месторождений сланцевого газа и нефти, где проницаемость варьируется от 100 нанодарси до 100 микродарси, что, однако, на несколько порядков ниже, чем в низкопроницаемых песчаниках Западной Сибири. За последние годы нарабатан определенный набор технологических решений по эффективной стимуляции пластов в подобных геологических условиях. Методы многостадийного ГРП получили массовое

MSF in horizontal lateral completed with cemented liner was performed in 2012 and described in this paper. This technology includes designed number of coiled tubing [CT] abrasive jet perforations followed by hydraulic fracturing stages. This technology allows the use of conventionally cemented liners thus avoiding costly openhole packers and ball seat fracture port jewellery.

The pilot project was implemented in the western Siberian oil field Tevlinsko-Russkinskoye. Today, six wells are already put into production after implementing of that technology in Povkhovskoye, Nong-Egan, Tevlinsko-Russkinskoye and Urevskom fields.

The process of MSF in horizontal laterals is a unique technology that includes abrasive jet perforation and isolation of treated interval with fiber-enhanced sand plugs. In MSF market that process is the only effective one that is applicable for sidetracked wells completed with 4" and 4.5" cased liner.

At the end of 2012 that technology has already proved itself on eleven completed wells and work is carried on.

LITERATURE OVERVIEW, LINKS TO PREVIOUS ARTICLES

In the face of deteriorating reservoir properties (decrease of net pay zones, reduced permeability) vertical wells even after fracturing have insufficient oil production. Referring to the experience of oil and gas companies in the U.S. and Canada, where in recent years has seen a significant increase of hydraulic fracturing operation, a massive shift from vertical to horizontal drilling can be observed. MSF technology in horizontal laterals has established itself as the most cost-effective for most western shale oil and gas formations, where the permeability varies from 100 nano-Darcy to 100 micro-Darcy, but that is several orders lower than in low-permeability sandstones of Western Siberia. Over the past few years a number of technological solutions for effective stimulation of such reservoirs were developed. MSF techniques have been massively distributed in Russia only since 2011. Certainly a later development of these technologies has occurred for several reasons among the main of which are the following:

1. A sufficient number of fields with high permeability reservoirs.
2. High production rate increase after the single hydraulic fracturing.
3. Lack of inexpensive and reliable MSF completions applicable for 5 3/4" casing, which is the common completion size for majority of wells in Russia. Thus, 3" MSF completion interconnected with 4" liner found a market in Russia. The technology



распространение в России лишь в 2011 году. Безусловно, такое позднее развитие данных технологий произошло по ряду причин, основные из которых следующие:

1. Достаточное количество месторождений с высокой проницаемостью коллекторов.
2. Высокие приросты добычи при проведении одиночных ГРП.
3. Отсутствие на рынке технологий МГРП недорогих и надежных компоновок для спуска через эксплуатационную колонну (ЭК) диаметром 5¼ дюйма (146 мм) – наиболее распространенный размер для большинства скважин в России.

Таким образом, на рынке МГРП в России образовалась технологическая ниша, когда компоновки МГРП диаметром 3 дюйма (76 мм) соединялись с хвостовиком диаметром 4 дюйма (102 мм). Технология, рассматриваемая в данной работе, была естественным ответом на потребности рынка. В ней, в отличие от МГРП, нет необходимости в вырезании фрак-портов, активируемых шарами, после ГРП, а также проще возобновление добычи на скважине.

Как пишут А. Юдин и др. (2011), технология ГПП для проведения МГРП в России начала активно применяться с 2008 года. Первоначально технологическое решение такой комбинации ГНКТ и ГРП предполагало операции через обсадную колонну для вертикальных скважин, избавляя от необходимости спуско-подъемных операций НКТ и пакера, что явилось исключением из стандартных требований Ростехнадзора. Такие операции стали возможны благодаря использованию 3-дюймового абразивного перфоратора и обсадке скважины колонной усиленной прочности (марки «Е»). Естественно, решение о применении данной технологии необходимо было принимать до спуска обсадной колонны в скважину, и это налагало определенные ограничения.

С каждым годом, наряду с бурением новых скважин, растет и количество зарезок боковых стволов (ЗБС), которые в совокупности с несколькими стадиями ГРП в многопластовых залежах позволяют эффективно повышать добычу запасов нефти. Как было сказано ранее, новые многопластовые скважины-кандидаты под «ускоренный» способ заканчивания многопластовых скважин с абразивным ГРП должны быть оборудованы ЭК повышенной прочности (марка «Е»). Однако зарезка боковых стволов производится в основном из скважин действующего фонда, уже оборудованных стандартной ЭК марки «Д». Это потребовало модификации технологии абразивного ГРП. Поэтому для хвостовиков внешним диаметром 4 или 4,5 дюйма (102 или 114 мм) был подобран специальный компактный перфоратор диаметром 2,125 дюйма (54 мм), который может быть оборудован тремя форсунками (фазировка 120°) диаметром 0,125 или 0,141 дюйма (3,2 или 3,8 мм).

Чтобы существенно расширить круг многопластовых скважин-кандидатов на ускоренный способ заканчивания, в 2010 году был осуществлен новый подход к одновременной работе флотов ГНКТ и ГРП, названный «Through Tubing» (TT) — «через НКТ». При этом подходе

considered in this paper, was a natural response to the market needs. The technology is beneficial versus MSF completion – it eliminates the need to mill out ball activated fracture port sleeves following fracture treatments and makes it easier to bring a well back to production.

According to Yudin et al, 2011 abrasive jet perforation technology for multilayer fracturing in Russia has been actively applied since 2008 on vertical and subvertical wells. An original technological solution combining CT and fracturing proposed working through the casing of vertical wells, thus eliminating the need of tubing and packer, would contradict the standard requirements of Russian Technical Supervisory Authority (RosTekhNadzor). Such operations became possible thanks to the 3-inch abrasive gun and high strength well casing string (grade “E”). The decision to use the technology should be made before well completion, as it would cause certain limitations.

Every year, in addition to the drilling of new wells, the number of sidetracked laterals is growing. Supplemented with several stages of fracturing in multilayer deposits they can effectively increase the production of oil. As has been stated earlier, new multilayer wells candidate for a “fast” way of abrasively perforated completion should be equipped with high strength casing (grade “E”). However sidetracking mainly is made on producing wells, which are already equipped with the standard casing (grade “D”). This challenge required modification of abrasive fracturing technology. Therefore, for the liner with an outer diameter [OD] of 4" or 4.5" a special compact abrasive gun of an OD 2.125" was selected, which can be equipped with three nozzles (phasing 120°) Ø 0.125" or Ø 0.141 ".

In order to significantly increase the number of multilayer candidate wells under a “fast” way of completion in 2010, a new approach to the simultaneous operation using coiled tubing and hydraulic fracturing called Through Tubing (TT) was developed. The method involves performing similar operations abrasive perforating and fracturing, with the only difference that they are now made through the tubing and a special packer, installed only once on all layers. Latest technological solution was the most effective in multilayer wells with simultaneous operations and enabled the development of technological procedures applicable for sidetracked horizontal completions.

THE INTRODUCTION AND FIRST STEPS OF MSF

For the MSF operations in sidetracked horizontal wellbores the following technological problems have been resolved:

1. Quality assurance of the isolation of liner-borehole

аналогично выполняются абразивная резка и ГРП с той разницей, что теперь они проводятся через колонну НКТ и специальный пакер, устанавливаемый лишь единожды над всеми пластами. Последнее технологическое решение оказалось наиболее эффективным для многопластовых скважин с одновременной эксплуатацией и дало возможность разработки технологической процедуры для боковых стволов с горизонтальным заканчиванием.

ВНЕДРЕНИЕ И ПЕРВЫЕ ШАГИ МГРП

При планировании операции по МГРП в боковых горизонтальных стволах были решены следующие технологические задачи:

1. Обеспечение качества разобщения заколонного пространства хвостовика между стадиями ГРП.
2. Обеспечение качественного вскрытия и сообщения с продуктивным пластом.
3. Разобщение интервалов ГРП внутри хвостовика.

В отличие от традиционных пакерных систем заканчивания, первая задача абразивного МГРП потребовала обеспечить качественное цементирование хвостовика. Учитывая, что материнская колонна имеет диаметр 5 3/4 дюйма (146 мм) и минимальный внутренний диаметр 5 дюймов (126 мм), максимальный размер долота составит 4 7/8 дюйма (124 мм), и при спуске хвостовика диаметром 4 дюйма (102 мм) зазор между номинальным открытым стволом и хвостовиком составит не более 1/4–1/8 дюйма (20–28 мм), что не позволяет выполнить качественное цементирование в горизонтальном хвостовике. В таких относительно узких зазорах невозможно выполнить основные мероприятия по обеспечению качества цементирования, а именно:

1. Удалить буровой шлам и фильтрационную корку.
2. Равномерно вытеснить буровой раствор и минимизировать смешение с цементным раствором.
3. Обеспечить качественное центрирование хвостовика.

Помимо сложностей с цементированием, узкий зазор может сильно осложнить спуск хвостовика в горизонтальный ствол значительной протяженности. Для увеличения номинального диаметра ствола был применен гидравлический активируемый расширитель открытого ствола, и диаметр открытого ствола был увеличен до 5 1/2 дюйма (140 мм). Увеличение диаметра ствола скважины понижает эквивалентную плотность циркуляции бурового раствора, что повышает качество промывки, облегчает спуск колонны и увеличивает толщину цементного кольца. Для обеспечения наилучшего центрирования хвостовика применялись центраторы ПЦ 102/122 пружинного типа с периодичностью в 50 м.

Успешность цементирования хвостовика зависит от полного замещения бурового раствора. Для этого были проведены следующие мероприятия:

1. Произведен подбор буферной жидкости для разделения цементного раствора и бурового раствора.
2. Проведено компьютерное моделирование процесса замещения бурового раствора.
3. На основе моделирования были даны рекомендации

- annulus between the fracturing stages;
2. Ensure good communication with producing formation;
3. Isolating of treated intervals inside the lateral.

In contrast to conventional packer completions, the first challenge of abrasive MSF is a provision of high quality liner cementing. Given that the casing diameter of the main bore is 5 3/4" with a minimum internal diameter of 5" (maximum bit size 4 7/8"), 4" side track liner would give an annular gap between nominal open hole and liner of no more than 1/4"–1 1/8", which does not allow to provide high-quality cementing of horizontal lateral. In such wellbore geometry set up ensuring good quality of cement, is almost impossible because good cementing practices such as:

1. Remove cuttings and filter cake;
2. Evenly displace mud and minimize mud mixing with cement;
3. Provide good liner stand-off;

In addition to the difficulties in cementing, the small annular gap can significantly complicate liner running/landing issues. To increase the nominal borehole size hydraulically activated open hole reamer was used, where the open hole diameter has been increased to 5 1/2". Increasing the diameter of the borehole lowers the equivalent circulating density of the drilling fluid (ECD), which improves the quality of wellbore clean out, easy running of the casing and increases the thickness of the cement sheet. For the best centralization of casing collars spring type centralizers were used 50 m (~150 ft) spacing.

Successful execution of liner cementing is based on the full drilling mud replacement. To ensure this process, the following was done:

1. A spacer fluid to separate cement slurry and drilling mud was designed.
2. Drilling mud replacement was simulated using a wellbore cementing software package.
3. The rheological properties of drilling mud and cement were optimized based on the simulations provided.

It was also important to advise correct cement composition to provide successful cementing. For horizontal liners following requirements were taken into account:

1. High stability cementing slurry;
2. Optimal rheology for drilling mud replacement;
3. Low fluid loss (<50 ml/30 min by API);
4. Optimal thickening and setting time to ensure safe operation.

To meet the second challenge (ensuring good communication with producing formation) abrasive jet perforation method was used. Through a special CT bottomhole assembly (BHA) with nozzles faced aside abrasive material is injected at high pressure.

по центрированию и реологическим параметрам буферной жидкости и цементного раствора.

Основным фактором качественного цементирования является рецептура цементного раствора. Для цементирования горизонтальных хвостовиков были учтены следующие требования:

1. Высокая седиментационная устойчивость цементного раствора – водоотстой равен 0 мл.
2. Оптимальная реология для замещения бурового раствора.
3. Низкая водоотдача (<50 мл/30 мин по АНИ).
4. Оптимальные сроки загустевания и схватывания для обеспечения безопасного проведения работ.

Для решения второй задачи, а именно качественного вскрытия и обеспечения сообщения с продуктивным пластом, применялась перфорация гидropескоструйным методом через специальную компоновку низа гибкой трубы с форсунками с закачкой абразивного материала под высоким давлением. Скорость струи и ее абразивное воздействие приводит к образованию отверстия в ЭК и каверны в породе непосредственно за ЭК и цементным камнем. Метод абразивной перфорации применяется уже более семидесяти лет, и его преимущества многократно описывались в предыдущих исследованиях (М. Остерхут (1961), Ф. Питтман и др. (1961), Дж. Кобетт (1991), Т. Дотсон и др. (2009)).

При проведении операций по ГРП со стороны Ростехнадзора предъявляется требование к изоляции эксплуатационной колонны от высоких давлений. Данное требование обеспечивается применением НКТ с пакером, который устанавливается в интервале выше крепления хвостовика бокового ствола.

Основным требованием к пакеру является большой проходной диаметр для беспрепятственного спуска перфорационной НКК на ГНКТ в необходимую зону. Сама компоновка низа колонны ГНКТ должна не только свободно проходить пакер и достигать необходимой глубины, но также и эффективно перфорировать хвостовик, цементный камень и материнскую породу. Комплект НКК ГНКТ представлен на рисунке 1. Подобный опыт проведения ГРП после абразивной резки через НКК был также ранее описан Д. Шульцем и др. (2007), где были продемонстрированы успешность метода и его преимущества по сравнению со спуском перфораторов на НКК. Абразивный ГРП через НКК применялся и ранее для многостадийных ГРП в горизонтальных стволах, подобный опыт был описан, например, Т. Итибрутом и др. (2010).

До промысловых испытаний на базе сервисной компании были проведены стендовые испытания (рисунок 2), включавшие два моделирующих теста с тем, чтобы оценить



Рисунок 1 – Компоновка низа колонны (НКК). НКК состоит из внешнего коннектора (2 1/4 дюйма (57 мм), механического разъединителя (2 1/4 дюйма (54 мм)), перфоратора (2 1/8 дюйма (54 мм)), обратного клапана (2 1/8 дюйма (54 мм)) и полнопроходной насадки (2 1/8 дюйма (54 мм)).

Figure 1 – BHA photograph and schematic. The BHA consists of an external CT connector (2 1/4"), a mechanical disconnect (2 1/4"), Abrasive jet assembly with nozzles (2 1/8"), centralizer, reverse check valve (2 1/8"), and a bull-nose (2 1/8")

The velocity of the jet and its abrasive effect creates holes in the production liner and a cavity in the rock directly behind the liner and cement. Abrasive perforation used for more than seventy years and its benefits were published in previous studies (Oosterhout, M., 1961, Pittman, F., et al, 1961, Kobett, J., 1991, Dotson, T. et al, 2009).

According to Russian Technical Supervisory Authority (RosTekhNadzor) during hydraulic fracturing operations it is required to isolate the production string from high pressures. This requirement is fulfilled using tubing with a packer that is set right above the liner hanger.

The main requirement for the packer is a big inside diameter for smooth running of CT abrasive jetting BHA to the zone of interest. CT BHA must not only pass freely through packer and reach the desired depth, but at the same time effectively perforate the lateral liner, cement shield and the adjacent rock. Full CT BHA is shown in Figure 1.

Similar experience of CT abrasive perforating through tubing was also previously described by D. Schultz et al, 2007, where it was demonstrated the success of the method and its advantages

compared with perforator run on tubing. The same

качество ГПП (ГПП) компактного перфоратора диаметром 2½ дюйма (54 мм) в горизонтальных хвостовиках диаметром 4 или 4,5 дюйма (102 или 114 мм).

Тесты проводились по сценарию, уже описанному А. Юдиным и др. (2011). По окончании стендовых испытаний были получены отверстия высокого качества, что подтверждает возможность проведения подобных операций описанным выше набором инструментов.

Немаловажным является тот факт, что проведение работ в боковых стволах, обсаженных хвостовиками диаметром 4 или 4,5 дюйма (102 или 114 мм), протестировано и на колонне ГНКТ внешним диаметром 1,5 дюйма (38 мм), которыми оборудовано большинство установок ГНКТ в регионе. Это позволяет задействовать флот ГНКТ как в работах по освоению после ГРП стандартным способом, так и в работах с ГПП через ГНКТ, что обеспечивает большую загрузку оборудования. Хотя предпочтительнее остается ГНКТ диаметром 1,75 дюйма (44 мм), т.к. при применении меньшей трубы значительно вырастают давления закачки, как это видно из таблицы 1.

Никакого специального устьевого оборудования не требуется. Монтаж ПВО ГНКТ или нагнетательных линий ГРП ведется прямо на задвижку ГРП; на время ГРП труба ГНКТ поднимается выше линии закачки ГРП.

Одним из основных требований для проведения абразивной резки через ГНКТ является правильный выбор расхода жидкости, который опирается на количество и диаметр форсунок, установленных в гидропескоструйном перфораторе. Существуют форсунки трех диаметров: 0,125; 0,141 и 0,188 дюйма (3,2, 3,6 и 4,8 мм). Для формирования правильной геометрии режущей струи необходимо обеспечить достаточный перепад давлений на форсунке 2500 фунт/дюйм² (170 атм). Он достигается при закачке 0,5, 0,7 или 1,25 барр./мин (80, 110 или 200 лит/мин) для указанных типов форсунок соответственно.

Таблица 1 – Результаты испытаний с ГНКТ внешним диаметром 1,5 дюйма (38 мм)

Table 1 – The results of the test with CT OD 1.5 "

	ТЕСТ 1. Образец диаметром 350 350 мм TEST 1 sample diameter 13 3/4"	ТЕСТ 2. Образец диаметром 200 мм TEST 2 Sample diameter 7 7/8"
<i>Средний диаметр отверстий Average diameter of the bores</i>	10–15 мм 0.4"–0.6"	10–15 мм 0.4"–0.6"
<i>Среднее время резки Average cutting time</i>	5 мин 5 min	3 мин 3 min
<i>Средняя длина каверны Average length of the cavity</i>	минимум 165 мм Minimum 6.5"	минимум 70 мм Minimum 2.75"
<i>Средняя ширина каверны Average width of the cavity</i>	30–35 мм 1.2"–1.4"	30–35 мм 1.2"–1.4"
<i>Расход жидкости при ГПП Flowrate for abrasive perf.</i>	256 л/мин 1.6 bbl/min	240 л/мин 1.5 bbl/min
<i>Циркуляционное давление Circulating pressure</i>	540 атм 7900 psi	460 атм 6750 psi



Рисунок 2 – Стендовые испытания

Figure 2 – Yard test execution set up

option of abrasive fracturing through the tubing used in the past for the MSF in horizontal wellbores, this experience has been described, for example, by Itibrou T. et al, 2010.

Yard tests were conducted (Figure 2) at the base of the service company prior to the field operations. Two tests were performed to evaluate the quality of a compact hydraulic jet perforating technique with a BHA Ø 2 1/8" in a 4" and 4.5" horizontal liner.

The tests were conducted according to the scenario already described by Yudin et al, 2011. The tests resulted in high quality of the cut holes confirming that the operation with above described set of tools in this configuration is fully feasible.

It is also important that the abrasive perforating in laterals cased with 4" or 4.5" liner was tested

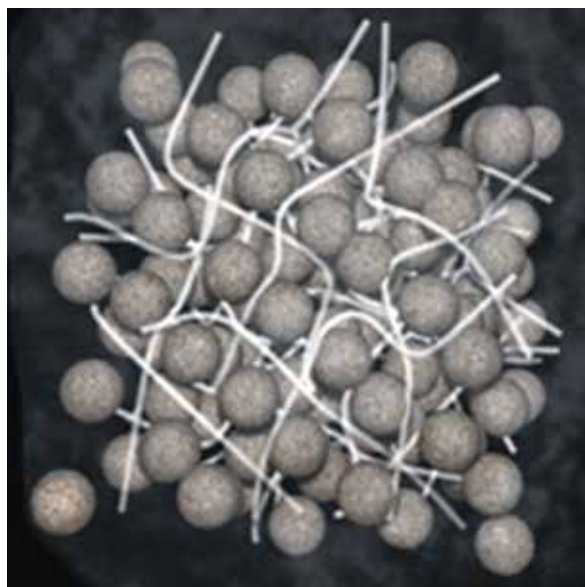


Рисунок 3 – Волоконно-армированная пропантная пробка

Figure 3 – Fiber-enhanced proppant plug

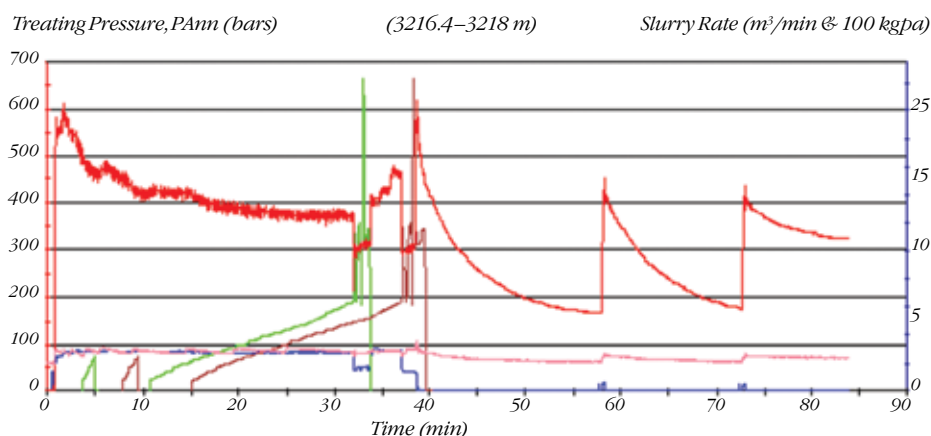


Рисунок 4 – График давления, расхода и концентрации пропанта при МГРП с последующим размещением волоконно-армированной пропантной пробки

Figure 4 – Pressure, Rate and and Proppant concentration graph showing the fracture treatment with a consecutive setting of the fiber-enhanced proppant plug

Для решения третьей задачи по разобщению интервалов ГРП внутри хвостовика была использована закачка волоконно-армированных пропантных пробок. Добавление волокон значительно снижает скорость осаждения пропанта в горизонтальном стволе и создает дополнительное блокирующее сопротивление в перфорационных каналах, что позволяет эффективно проводить установку пробки на горизонтальных стволах скважин. Такой подход описывают Т. Итиброут и др. (2010), SPE 135413.

Для предотвращения осаждения пропанта в горизонтальном стволе во время изоляции в смесь пропантной пробки подается разлагаемое волокно (рисунок 3). После ГРП волоконно-армированные пропантные пробки продавливаются до глубины

with CT OD 1.5", as this is the size of CT string with which most of the coiled tubing units in the region are equipped. This allows the use of coiled tubing fleet as in the conventional works (f.e. post-frac cleanout and nitrogen lift), and in working with abrasive perforating through CT, that leads to greater equipment utilization. Although preferred CT diameter remains 1.75" because of the better circulation pressure behavior (Table 1).

No special well control equipment is required. Installation of CT blow out preventer (BOP) or fracturing treating lines is done directly on the fracturing valve (during fracturing CT bottomhole assembly is rised above fracturing treating line).

One of the main requirements for abrasive perforating through CT is correct choice of flow rate and fluid based on the number and diameter of the nozzles installed. It is achieved by injecting 0.5 bpm, 0.7 bpm or 1.25 bpm depending on types of nozzles.

To meet the third challenge connected with isolating of treated intervals inside the lateral fiber-enhanced sand plugs were used. Use of fiber

significantly reduces the rate of proppant deposition in horizontal wellbore and creates additional resistance in perforations that allow effective installation of plugs in horizontal boreholes. This approach was described by Itibrout T. et al, 2010.

In order to prevent proppant deposition in a horizontal wellbore degradable fiber is added into proppant plugs isolation mixture (Figure 3). After hydraulic fracturing fiber-enhanced sand plugs are placed above treated zone and below the successive zone that is planned for abrasive perforation. Following the procedure a certain settling time is required once the frac treatment has been pumped. There after the

operations of plug settling are continued by pumping fluid at a low rate. While squeezing, a notable pressure increase should indicate a successful installation of a fiber-enhanced proppant plug (Figure 4). Since the plug is permeable a smooth drop of pressure should be seen after pumping was stopped. In order to prevent the plug being destabilized and loosing the isolation towards the previous zone, some back pressure on the formation should be supported during all subsequent operations. Certainly, a choke is necessary only in case if the reservoir pressure is bigger than hydrostatic back pressure on the formation.

It was necessary to address the concern of choosing the right distance between the fractured intervals. Low filtering quality of a degradable fiber-enhanced

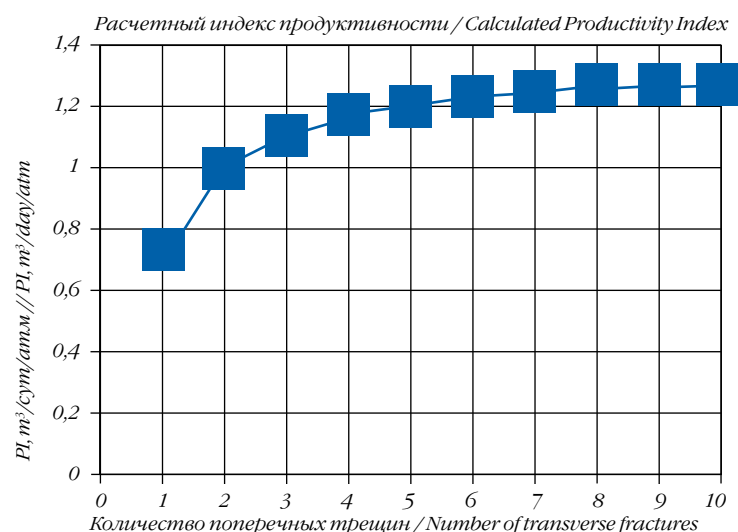


Рисунок 5 – Продуктивность скважины в зависимости от количества стадий ГРП
Figure 5 – Well productivity, depending on the number of MSF stages

выше уже обработанного интервала и ниже следующего интервала резки. После этой операции требуется некоторое время на схватывание после закачки жидкости ГРП. Далее установку пробки продолжают путем нагнетания жидкости на малом расходе. Во время продавки пробки происходит рост давления, указывающий на успешную изоляцию и установку волокно-армированной проппантной пробки (рисунок 4). Так как пробка обладает проницаемостью, со временем происходит плавное падение давления при остановке закачки. Для предупреждения выталкивания пробки и ее разрушения, во время всех последующих операций должно поддерживаться некоторое противодействие на пласт. Естественно, такая мера необходима только в тех случаях, если пластовое давление выше гидростатического давления жидкости, находящейся в скважине.

Важен выбор оптимального расстояния между интервалами ГРП. Низкая фильтрация проппантной пробки, армированной разлагаемым волокном, обеспечивает надежное разобщение интервалов для последующего ГРП и дает техническую возможность сократить данное расстояние до 30 м (~100 футов). Однако проницаемости коллекторов не обосновывают такое частое расположение трещин ГРП и позволяют окончательно рекомендовать расстояния не менее 50 м (~150 футов).

Другой основной задачей данного метода является выбор оптимального числа стадий ГРП в целях достижения наибольшей нефтеотдачи после обработки. Есть большое количество параметров, которые могут повлиять на возможный выбор, но в большинстве случаев либо эти параметры неизвестны, либо их значения спорны. В некоторых случаях число ступеней было ограничено длиной горизонтального участка в пласте и необходимостью оставить достаточно места для размещения волокно-армированной проппантной пробки (150 футов (50 м) между этапами), чтобы

proppant plug provide reliable isolation of treated interval and gives technical possibility to reduce distance between fractures down to approximately 30 m (~100 ft). Although reservoir properties demand not less than 50 m (~150 ft) distance, that value was finally recommended.

Another main concern of the technology was to choose optimum number of frac stages in order to ensure most economic post fracturing well production rate. There is a large number of parameters that could possibly affect the choice, but in most cases these parameters were either unknown or their values are uncertain. In some cases number of stages was limited by the length of horizontal section in a pay zone and the need to leave enough space for fiber-enhanced proppant plug (150 ft between stages) to isolate intervals. In other cases where horizontal section length was not the limiting factor the methodology thoroughly described by Lietard and Hegeman, SPE 50420 was used with modifications to account converging flow effect near wellbore, finite conductivity fractures, and two phase non-Darcy flow. The example of such calculation is presented on Figure 5.

From the chart it is clearly obvious when the number of fractures is above three, Productivity Index (PI) curve increase flattens out and economic feasibility become questionable. On the other hand, as it was noted above, optimum number of fracturing stages not always possible because of horizontal section length constraints.

Perforation sites were selected in most "clean" spots of the wellbore in order to minimize possible near wellbore problems during fracturing stage of the treatment. This case is an example where number of treatment stages had to be reduced from optimum three to two based on horizontal section length constraint.

The full completion cycle for a sidetracked horizontal lateral can be described as follows:

- Sidetracking from the pilot wellbore of 5 3/4" diameter (drill bit diameter of 5 13/16")
- Use of hydraulically activated open hole reamer to increase open hole diameter to 5 1/2"
- Lowering 4" liner, cementing and mounting of it in the production casing 5 3/4"
- Lowering 3.5" tubing with a packer. Below the packer one 2 7/8" tubing joint was installed.
- Setting the packer with inside diameter of 2 3/8".
- CT run in hole (CT depth correlation based on logging data). Placing CT BHA across zone of interest.
- Abrasively perforate treatment zone, CT pull out of the hole
- Hydraulic fracturing through 3 1/2" tubing, isolation of treated intervals with fiber-enhanced sand plug tailored after each frac stage

изолировать интервалы. В других случаях, когда длина горизонтального участка не являлась ограничением, использовалась методология, описанная Литардом и Хегеманом (SPE 50420), с поправкой на эффект сходящихся потоков вблизи ствола скважины, трещины конечной проводимостью, и двухфазный поток, не подчиняющийся закону Дарси. Пример таких расчетов представлен на рисунке 5.

Из графика видно, что если количество стадий превышает три, увеличение коэффициента продуктивности становится незначительным (кривая выходит на плато), что ставит под сомнение экономическую целесообразность превышения данного критического числа в этих условиях. С другой стороны, как было отмечено выше, оптимальное число стадий ГРП не всегда возможно из-за ограничения длины горизонтального участка.

Местоположение перфорационных отверстий выбиралось в наиболее «чистых» местах ствола для того, чтобы свести к минимуму возможные проблемы во время проведения ГРП. Этот случай является примером необходимого снижения числа стадий с оптимальных трех до двух в связи с ограничением по длине горизонтальной секции.

Полный цикл заканчивания при бурении бокового ствола с горизонтальным окончанием можно описать так:

- Бурение бокового ствола из материнской колонны диаметром 5 3/4 дюйма (146 мм) долотом диаметром 5 13/16 дюйма (122 мм).
- Проработка открытого ствола гидравлическим расширителем до номинального диаметра 5 1/2 дюйма (140 мм).
- Спуск хвостовика диаметром 4 дюйма (102 мм), цементирование и крепление его в эксплуатационной колонне диаметром 5 3/4 дюйма (146 мм).
- Спуск подвески НКТ диаметром 3,5 дюйма (89 мм) с пакером. Под пакером установлена одна трубка НКТ диаметром 2 7/8 дюйма (73 мм).
- Установка пакера с проходным отверстием диаметром 2 3/8 дюйма (60 мм).
- Спуск и корреляция глубины ГНКТ по данным ГИС. Установка КНБК ГНКТ в выбранном интервале.
- Проведение ГПП. Подъем ГНКТ.
- Проведение ГРП через НКТ диаметром 3,5 дюйма (89 мм). Изоляция обработанного интервала волокноармированной проппантной пробкой, специально подобранной для каждой стадии ГРП.
- Нормализация ТЗ. Проведение ГПП в следующем интервале.
- Повторение всего цикла, в зависимости от требуемого

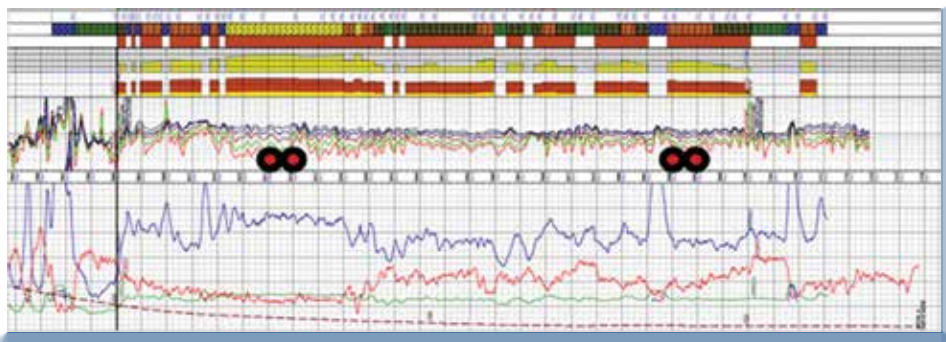


Рисунок 6 – Типичная каротажная диаграмма открытого ствола в горизонтальном участке скважины

Figure 6 – Depict typical openhole log of lateral horizontal section

- After necessary cleanout abrasively perforate next treatment zone
- Repetition of the cycle, depending on the number of MSF intervals required
- Borehole direct circulation followed by CT nitrogen kick-off. Well killing.
- Tubing and packer retrieval. Installation of electric submersible pump (ESP).

To prevent the action of high pressure on the casing 3.5" tubing and a packer were lowered into the well above horizontal lateral liner. Big issue in that completion would be quality control of horizontal lateral cementing.

"Fast" way of completion and Through Tubing (TT) solution supposes simultaneous operation of coiled tubing and hydraulic fracturing fleets. That unintentionally leads to a big equipment footprint and necessity of additional TT operation planning.

When selecting candidate wells for sidetracking with horizontal laterals the following factors are taken into consideration: the remaining reserves, the current reservoir pressure, the technical condition of the well, production rate and risk of exposure of water-saturated zones during hydraulic fracturing. Azimuthal direction of the lateral was directed perpendicular to the maximum stress direction. Thus designed fractures were placed at an angle in the range of 45–90 degrees to the lateral and the well design provides higher production rates.

When working with coiled tubing in laterals with horizontal sections of more than 1500 ft it is difficult to find the exact position of CT in the well. All surface depth encoders, even the most precise, define the length of the CT in the well, but do not take into account the CT helical buckling arising from frictional forces and the residual pipe bending. Techniques traditionally used for vertical wells (casing collar locator data together with well bottom dry tag reference) in this situation do not work. On the other hand, in a horizontal well there is no need to conduct accurate snap, as the entire wellbore is located in permeable reservoir, thus error of

количества интервалов ГРП.

- Промывка ствола скважины прямой циркуляцией и освоение азотом с использованием установки ГНКТ после проведения последнего ГРП. Глушение скважины.
- Срыв пакера и подъем НКТ силами КРС. Спуск УЭЦН.

Для предотвращения действия высоких давлений на обсадную колонну была спущена колонна НКТ диаметром 3,5 дюйма (89 мм) с пакером непосредственно перед подвеской горизонтального хвостовика. Критичным для данного вида работ является разобщение планируемых интервалов ГРП за колонной хвостовика. В отличие от традиционных систем многостадийного ГРП, здесь не использовались заколонные пакеры и основной упор делался на качество цементирования горизонтальной части. Рассмотренный способ заканчивания с операциями через ГНКТ предполагает одновременную работу флотов ГНКТ и ГРП на скважине, что, соответственно, требует наличия достаточного места на кустовой площадке для расстановки всей задействованной в работе техники.

При выборе скважин-кандидатов для забурирования бокового горизонтального ствола учитывались такие факторы, как остаточные запасы, текущее пластовое давление, техническое состояние и дебит скважины, риск приобщения водонасыщенных зон при ГРП. Азимутальное направление забурирования ствола выбиралось предпочтительно перпендикулярно направлению максимального горизонтального напряжения. Таким образом, трещины ГРП располагались под некоторым углом в диапазоне 45–90 градусов к стволу, и скважина обеспечивала более высокие расчетные дебиты.

При работе ГНКТ в горизонтальных скважинах с отходом от вертикали более 1500 футов (500 м) достаточно тяжело определить точное нахождение низа ГНКТ. Поверхностные датчики, даже самые точные, определяют длину трубы, спущенной с в скважину, однако не учитывают спиралеобразный изгиб ГНКТ, возникающий вследствие сил трения о стенки скважины и остаточного изгиба трубы. Методики, традиционно применяемые для вертикальных скважин (данные локатора муфт обсадной колонны вместе с привязкой от забоя скважины), в данной ситуации не работают. Однако в горизонтальной скважине и нет необходимости проводить точную привязку: так как весь ствол находится в проницаемом коллекторе, то ошибка в 5–10 футов (2–3 м) не критична. Как указывалось ранее, при выборе интервала перфорации выбирался наиболее чистый интервал песчаника. В случае сильно гетерогенного участка задача исключения погрешности измерения глубины ГНКТ усложняется. Соответственно, приоритет должен отдаваться более мощным и протяженным по стволу участкам чистого песчаника. Необходимо обратить внимание на глубины муфт хвостовика и выбирать интервалы перфорации с отходом не менее 10 футов (3 м) от муфт. Спиралеобразный изгиб ГНКТ необходимо учитывать при планировании расписания резки. Например, мы планируем перфорировать в 12 областях в интервале 13 футов (4 м), то есть с интервалом по 0,8 фута (0,25 м) между резками, на глубине 11 500 футов (3500 м). Если мы

5–10 ft is not critical. As stated earlier, the choice of the perforation interval was chosen based on the most pure sandstone. In the case of a highly heterogeneous formation task of CT depth measurement error exception became more complicated. Accordingly, selection of preferred perforating zones would rely on thick and extensive sections of pure sandstone in the lateral. Also it is necessary to pay attention to the depth of casing collars location and select perforation intervals with the offset of at least 10 ft away from the joints. Spiral CT bending must be considered when planning the schedule of abrasive perforating, for example, there was a plan to perforate 12 stations in the range of 13 ft ie 0.8 ft between cutting at a depth of 11500 ft; if there was just pick up of 13 ft CT on surface counter then the first 10 ft it only unspool CT helical buckles and conditional movement of CT bottomhole end would be only 3 ft. To reduce the risks and increase efficiency of technique "staggered" zone perforation method was introduced, when first abrasively perforated station is the lowest one and another situated in the top and so on. Taking into account small liner ID 3 3/4" it was decided to perform intermediate cleanout between stages to prevent CT stuck. On the graph below (Figure 7) an example of such abrasive perforation with intermediate cleanouts is shown.

LESSONS LEARNED

FRAC INITIATION PRESSURE

During most of operations an increase in fracture breakdown pressure was observed. However, with further pumping of crosslinked gel pressure dropped to normal treating pressure seen on vertical wells. This phenomenon is explained by Weijers L. (1992) as the fracture tortuosity associated with the development of starter fractures, growing into primary fracture parallel to the wellbore and turning to secondary fracture which follows the maximum horizontal stress direction. Thus the approach to fracturing the well was adjusted for minimization of such effect by introducing a highly viscous crosslinked pill with proppant slug as soon as possible during minifrac operation (Figure 8). Once it is done excessive tortuosity restriction is reduced and frac job is pumped as regular vertical well.

Thus the excessive pressure on the injection tests is associated with the characteristics of the fracture development in the horizontal cased laterals and do not depend on the perforation method (abrasive perforation or jet perforation).

THE FIBER LADEN PROPPANT PLUG

In general as shown by Itibrou T., 2010 design of proppant plug should contain some amount of proppant at 1400 kg/PA concentration and fibers with

будем просто поднимать 13 футов (4 м) ГНКТ по поверхностному счетчику, то первые 10 футов (3 м) мы выбираем только спираль ГНКТ и условно только на 3 фута (1 м) сдвинется компоновка. Для снижения рисков и повышения эффективности метода применялся прием перфорации в шахматном порядке, то есть сначала резали крайнюю нижнюю область, затем крайнюю верхнюю и т.д. Учитывая малый внутренний диаметр хвостовика 3¼ дюйма (96 мм), для предупреждения прихватов ГНКТ песком ГПП между областями применялась промежуточная промывка. На рисунке 7 приведен пример резки ГПП с такими промежуточными промывками.

ОПИСАНИЕ ВОЗНИКАВШИХ ПРОБЛЕМ И ИЗВЛЕЧЕННЫЕ УРОКИ

ДАВЛЕНИЕ РАСКРЫТИЯ ТРЕЩИНЫ

При проведении большинства операций было отмечено повышенное давление развития трещины. Однако при дальнейшей прокачке сшитого геля всегда отмечалось падение давления обработки до нормальных значений, наблюдаемых в вертикальных скважинах. Данное явление было объяснено Л. Вейерсом (1992) извилистостью трещины, а именно – развитием начальной трещины, перерастающей в основную, направленную параллельно стволу, а затем поворачивающую и разрастающуюся как вторичная трещина в сторону наименьшего сопротивления. Таким образом, подход к проведению ГРП также был скорректирован для минимизации такого эффекта путем введения сшивающих добавок высокой вязкости в проппантную пачку, следующую сразу после мини-ГРП (рисунке 8). После этого ограничение, связанное с извилистостью, снимается, и дальнейшая операция проводится, как ГРП обычной вертикальной скважины.

Таким образом, повышенные давления при нагнетательных тестах связаны с особенностями развития трещины в горизонтальных обсаженных стволах и не зависят от способа вскрытия (ГПП или кумулятивная перфорация).

ПРОППАНТНАЯ ПРОБКА С ДОБАВЛЕНИЕМ РАЗЛАГАЕМОГО ВОЛОКНА

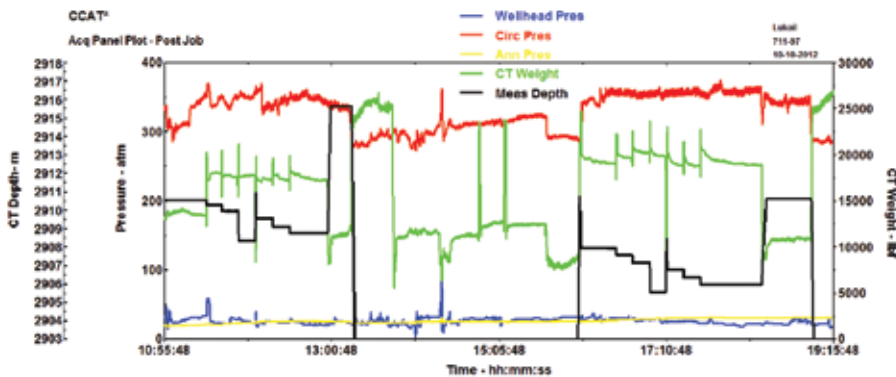


Рисунок 7 – Резка в шахматном порядке с промежуточной промывкой
Figure 7 – PRC graph showing "Staggered" abrasive perforating with intermediate cleanout

low viscosity fluid. This ensures that plug will form at the perfs and isolate the fracture. On some wells several stages didn't achieve reliable isolation from the first time and after investigation the following reasons were discovered:

- crosslinker additive wasn't stopped during pumping of proppant plug resulting in a fluid with high viscosity, which carried the proppant plug through the perfs;
- planned proppant concentration wasn't achieved or was only achieved for short period of time allowing proppant plug to pass the perfs without bridging.

Beside those stages with failure of correctly following proppant plug setting procedure all other attempts didn't show problem with isolation of a fracture.

After an interval is perforated using CT abrasive perforating, a borehole cleanout from the remaining abrasive material is required as the remains of the abrasive material in the horizontal section of lateral

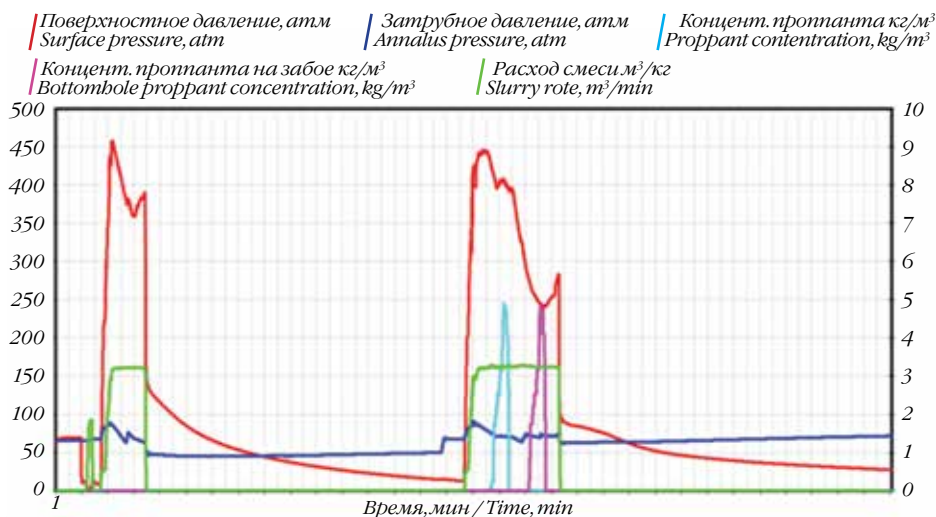


Рисунок 8 – График мини-ГРП
Figure 8 – Injection test and Calibration test plot

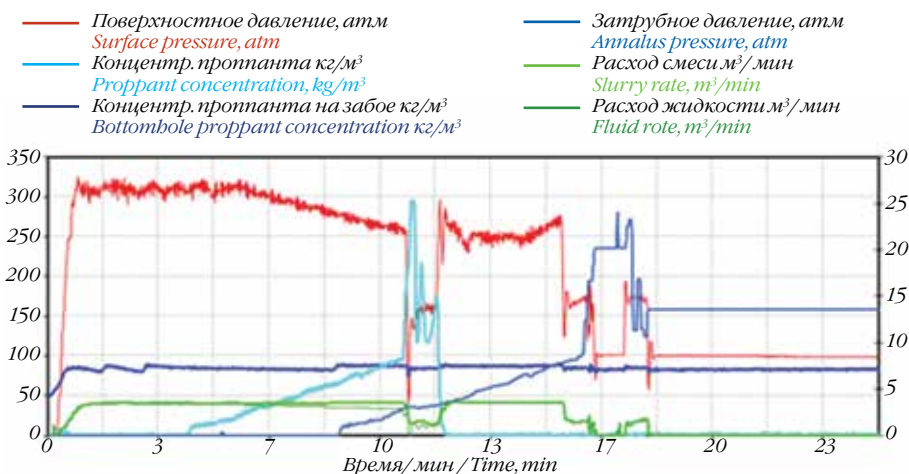


Рисунок 9 – Пример графика размещения пробки жидкостью со слишком высокой вязкостью
Figure 9 – Fracturing plot example with excessive fluid viscosity carrying the plug

В общем случае, как показал Т. Итиброу (2010), пропантная пробка должна содержать некоторое количество проппанта в концентрации 1400 кг на м³ жидкости носителя и волокон с низкой вязкостью жидкости. Это гарантирует, что пробка будет образовываться на перфорационных отверстиях и изолировать трещины. На некоторых скважинах не была достигнута достаточная изоляция даже после проведения нескольких стадий ГРП, и исследование выявило следующие причины этого:

- не была прекращена подача сшивателя во время закачки, что привело к повышению вязкости жидкости и выносу проппанта через перфорационные отверстия;
 - планируемая концентрация проппанта не была достигнута или была достигнута лишь на короткое время, что позволило проппанту проникнуть через перфорационные отверстия без образования пробки.
- За исключением случаев, приведенных выше, с допущенными ошибками, все прочие операции по размещению пропантных пробок были проведены успешно.

После вскрытия интервала с помощью ГПП на ГНКТ производится промывка ствола скважины от остатков абразивного материала, поскольку его остатки в горизонтальной части ствола могут быть закачаны обратно через перфорационные отверстия во время нагнетательного теста и вызвать преждевременное выпадение проппанта (рисунок 10).

Для минимизации рисков необходимо:

- Выполнять промежуточные промывки во время ГПП.

could be pumped back into the perforations during the injection tests. This can cause premature screen out (Figure 10).

To minimize that risk, it is necessary to:

- Perform intermediate cleanout during abrasive perforating;
- Increase of gelling agent concentration for cleanout fluid;
- Injection test pumping time should be reduced to the time to stabilize the surface pressure (1–3 min).

To avoid premature screen out and minimize non-productive time and cost of fracturing treatment, a best practice of performing injection test while CT string is in the well was implemented (described by Yudin,

2012). The Figure 11 shows the plot example of injection test done while CT string is downhole.

WELLBORE CLEANOUT AFTER ABRASIVE PERFORATING

CT wellbore cleanout in case of long horizontal sections has been elaborated extensively and documented in literature, M.J. Loveland et al, 2005 used a complex system of cleanout which consisted of four main elements:

- Advanced design and modeling software;
- Specially designed advanced jetting wash nozzle;
- Liquids with better particle transport capacity;
- Exclusive solids monitoring system.

Taking into account fiber properties (degrade time in downhole conditions is 24 hours) and average operating time for fracturing part of the job (36 hours) there should not be any problems connected with passing through fiber-enhanced sand plug with CT wash nozzle.

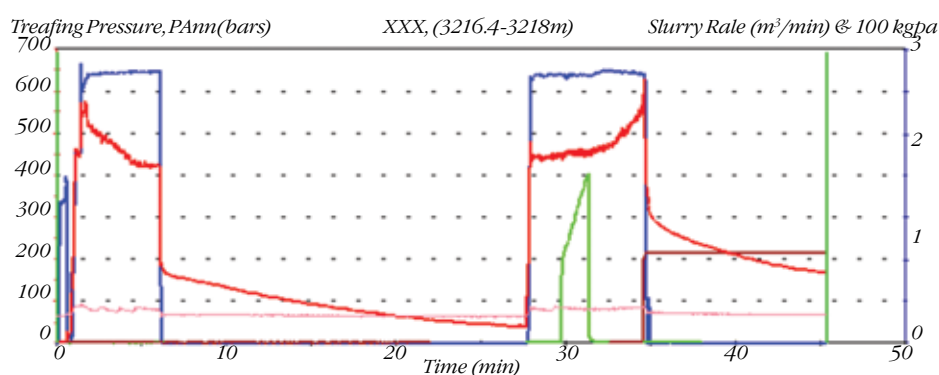


Рисунок 10 – График давления, расхода жидкости и концентрации проппанта при мини-ГРП – пример блокирования остатками абразивного материала перфорационных отверстий в момент открытия трещины
Figure 10 – Minifrac pressure, rate, proppant concentration plot – an example where remaining abrasive material blocked the perforation at the fracture initiation stage

- Увеличить загрузку гелланта для жидкости промывки.
- При тесте на приемистость сократить время закачки до времени, требуемого для стабилизации поверхностного давления (1–3 мин).

Для предупреждения преждевременного выпадения проппанта и минимизации непродуктивного времени и затрат на работы флота ГРП была введена практика проведения нагнетательного теста во время нахождения ГНКТ в скважине (как описано А. Юдиным (2012)). На рисунке 11 приведен график нагнетательного теста, сделанного в то время как ГНКТ находится в скважине.



Рисунок 11 – График нагнетательного теста, сделанного в то время как ГНКТ находится в скважине

Figure 11 – An example of injection test performed with CT string downhole

ОЧИСТКА СКВАЖИН ПОСЛЕ ГПП

О промывках протяженных горизонтальных скважин с помощью ГНКТ в литературе написано достаточно много, в частности, М. Дж. Лавлэнд и др. (2005) применяли комплексную систему промывки горизонтальных скважин, состоявшую из четырех основных элементов:

- современное программное обеспечение для моделирования и планирования промывки;
- специально сконструированную промывочную насадку;
- жидкости с улучшенной способностью транспорта частиц;
- систему мониторинга твердых частиц на поверхности.

Учитывая свойства волокна (время разложения в скважинных условиях – 24 ч) и среднее время операций ГРП в составе работ (36 ч), можно заключить, что не должно быть проблем с беспрепятственным разрушением волоконно-армированной песчаной пробки промывочной насадкой ГНКТ.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ

Представлен опыт внедрения и эксплуатации альтернативной технологии многостадийного ГРП в боковом горизонтальном стволе скважины, законченной цементированным хвостовиком диаметром 4 или 4,5 дюйма, с использованием ГПП на ГНКТ и волоконно-армированных песчаных пробок для временной гидроизоляции интервалов ГРП.

Хотя каждый из элементов технологического цикла ранее так или иначе применялся в России, общий подход и применение всех наработок в единой технологической цепочке были внедрены впервые.

Были получены следующие результаты:

- На конец 2012 года по данной технологии закончено 11 скважин, среднее количество ГРП составило 3 операции на скважину при средних тоннажах 60 тонн на стадию.

SUMMARY

Experience obtained during the implementation of multistage fracturing using coiled tubing abrasive jetting perforation in horizontal laterals (completed with 4" and 4.5" liner), with fiber-enhanced sand plug isolation of treated intervals was described.

Although the technology elements were previously used already in Russia, the general approach and an integrated technological workflow was introduced for the first time. The results can be summarized as follows:

- At the end of 2012 eleven wells were completed with 3 frac stages on average per well. The average mass of proppant per stage was 30 tons;
- A complete cycle of operations took eleven days, with realistic potential to be reduced to 8–9 days with time;
- All technological requirements for successful operation were determined;
- The selection principles of optimal number of frac intervals in horizontal liner were determined;
- Recommendations on borehole preparation were made;
- Recommendation on running the completion and cementing the liner were given;
- Lessons learned were recorded.

The authors thank the company "LUKOIL-Western Siberia" and Schlumberger for permission to publish these materials. Personal thanks go to representatives of LUKOIL-Western Siberia: Zubarev V.P., Golovanyov A.S., Nasibullin N.A. and Chistyakov V.V. for their contribution to the organization of the process and analysis of the effectiveness of the operations, as well as representatives of Schlumberger: Maxim Novikov, Victor Mayer, Sergey Matveev, Anton Ablaev and Artur Saitov for their invaluable contribution to the implementation of technology.

- Полный цикл проведенных операций занял 11 дней. В процессе наработки технологии его продолжительность планируется сократить до восьми – девяти дней.
- Определены все технологические требования для успешного выполнения операции.
- Разработана методика выбора оптимального числа интервалов ГРП для горизонтальных хвостовиков.
- Рекомендованы мероприятия по подготовке ствола скважины, спуску и цементированию хвостовика.
- Представлен детальный обзор возникавших технологических осложнений и методов их разрешения.

Авторы благодарят компании ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» и «Шлюмберже» за разрешение опубликовать данные материалы. Персональная благодарность выражается представителям компании «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» В.П. Зубареву, А.С. Голованёву, Н.А. Насибуллину и В.В. Чистякову за вклад в организацию технологического процесса и анализ эффективности проведенных операций, а также представителям компании «Шлюмберже» Максиму Новикову, Виктору Маеру, Сергею Матвееву, Антону Аблаеву и Артуру Саитову за неоценимый вклад на стадии внедрения технологии. ©

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

- Cobbett, J.S. 1991. Sand Jet Perforating Revisited. SPE Drill. & Completion 14(1): 28:33.
- Dotson, T., Farr, J., and Findley, E. 2009. Advances in Sand Jet Perforating. Paper SPE 123569 presented at the Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Denver, Colorado, USA, 14-16 April.
- Itibrout, T., Blevins, J., Yates, M., et al. 2010. Abrasive Jet Perforating and Fiber-Enhanced Proppant Plug Isolation Improve Efficiencies in Multistage Horizontal Completions. SPE paper 135413 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 20-22 September.
- Lietard, O., Hegeman, P., 1998. Optimum Development of a Thin Box-Shaped Reservoir with Multiply Fractured Horizontal Wells. Paper SPE 50420 presented at the 1998 SPE International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Alberta, Canada, 1-4.
- Loveland, M., Pedota, J., 2005. Case History: Efficient Coiled-Tubing Sand Cleanout in a High-Angle Well Using a Complete Integrated Cleaning System. Paper SPE 94179 presented at the 2005 SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, 12-13 April.
- Ousterhout, R.S. 1961. Field Applications of Abrasive-Jetting Techniques. Journal of Petroleum Technology, 13(5): 413: 415.
- Pittman, F.C., Harriman, D.W., and St. Cloud J.J. 1961. Investigation of Abrasive-Laden-Fluid Method For Perforation and Fracture Initiation. Journal of Petroleum Technology 13(5): 489:495.
- Solares, J.R., Amorcho, J.R., and Bartko, K. 2009. Successful Field Trial of Novel Abrasive Jetting Tool Designed to Create Large Diameter-Long Cavities in the Formation to Enhance Stimulation Treatments. SPE Paper 121794 presented at SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference, The Woodlands, Texas, USA, 31 March - 1 April.
- Yudin, A., Burdin, K., Yanchuk, D., et al. 2012. Coiled Tubing Reduces Stimulation Cycle Time by More Than 50% in Multilayer Wells in Russia. Paper SPE 154386 presented at the 2012 SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, 27-28 March.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

B	oil volumetric factor, m ³ /m ³
BHST	bottomhole static temperature, °C (°F)

BHP	bottomhole pressure, bar (atm)
GOR	gas/oil ratio, m ³ /m ³
h	effective reservoir thickness, m
Jd	dimensionless productivity
ISP	intermediate strength proppant
k	permeability of porous media, m ² or mD
KgPA	kilograms of proppant added, kg/m ³
($\bar{P}_r$)	average reservoir pressure, atm
P_{wft}	bottomhole flowing pressure, atm (bar)
q	fluid production, m ³ /day
RCP	resin-coated proppant
TOPD	tons of oil per day, t/day
TSO	tip screenout
TVD	true vertical depth, m
μ	fluid viscosity, Pa*s

ПЕРЕВОДНЫЕ ЕДИНИЦЫ В СИСТЕМУ СИ

атм	×1.013 250* E+05	= Па
бар	×1.0* E+05	= Па
баррель	×1.589 873 E-01	= м ³
сП	×1.0* E-03	= Па·с
фут	×3.048* E-01	= м
фут ²	×9.290 304* E-02	= м ²
фут ³	×2.831 685 E-02	= м ³
°F	(°F-32)/1.8	= °C
галлон	×3.785 412 E-03	= м ³
фунт	×4.535 924 E-01	= кг
psi	×6.894 757 E+00	= кПа
т	×1.0* E+00	= Мг

*Conversion factor is exact.

NOMENCLATURE

B	oil volumetric factor, m ³ /m ³
BHST	bottomhole static temperature, °C (°F)
BHP	bottomhole pressure, bar (atm)
GOR	gas/oil ratio, m ³ /m ³
h	effective reservoir thickness, m
Jd	dimensionless productivity
ISP	intermediate strength proppant
k	permeability of porous media, m ² or mD
KgPA	kilograms of proppant added, kg/m ³
($\bar{P}_r$)	average reservoir pressure, atm
P_{wft}	bottomhole flowing pressure, atm (bar)
q	fluid production, m ³ /day
RCP	resin-coated proppant
TOPD	tons of oil per day, t/day
TSO	tip screenout
TVD	true vertical depth, m
μ	fluid viscosity, Pa*s

SI Metric Conversion Factors

atm	×1.013 250* E+05	= Па
bar	×1.0* E+05	= Па
bbl	×1.589 873 E-01	= м ³
cp	×1.0* E-03	= Па·с
ft	×3.048* E-01	= м
ft ²	×9.290 304* E-02	= м ²
ft ³	×2.831 685 E-02	= м ³
°F	(°F-32)/1.8	= °C
gal	×3.785 412 E-03	= м ³
lbm	×4.535 924 E-01	= кг
psi	×6.894 757 E+00	= кПа
ton, metric	×1.0* E+00	= Мг

*Conversion factor is exact.

ООО «Ямал Петросервис»



ГИС на ГНКТ

МЫ ЭТО ДЕЛАЕМ

КАЧЕСТВЕННО, ОПЕРАТИВНО, НАДЕЖНО



Предоставляем услуги:

- Промыслово-геофизические исследования горизонтальных / субгоризонтальных скважин без их глушения (остановки) любых видов сложности с регистрацией и интерпретацией геофизических данных с забоя скважины в режиме «он-лайн».
- доставка в горизонтальную / субгоризонтальную часть скважины любого оборудования и аппаратуры.
- Отбор проб в работающей горизонтальной части ствола скважины.
- Промывка (осушка) горизонтальной / субгоризонтальной части ствола скважин.

Опыт работы:

- более 140 скважин-операций за последние 2 года

Контакты:

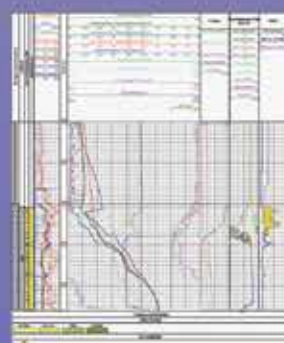
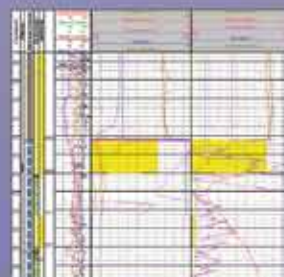
127422, г.Москва, Дмитровский проезд, д.10

телефоны: 8-495-748-18-12, 8-349349-11-23

E-mail: geocoil@yamalpetroservice.ru,

office@yamalpetroservice.ru

www.ya-ps.ru



МИКРОБИОЛОГИЧЕСКАЯ КОРРОЗИЯ (МБК) ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ПРОИЗВОДСТВЕ ГИБКИХ НКТ

MICROBIAL INFLUENCED CORROSION (MIC) IN COILED TUBING OPERATIONS AND MANUFACTURING

Х. Б. (Берни) ЛУФТ, кандидат технических наук, профессиональный инженер, компания Trican Well Service Ltd.
H. B. (Bernie) LUFT, PhD, P.Eng, Trican Well Service Ltd.

В процессе микробиологической коррозии участвуют микробы или бактерии, которые присутствуют повсеместно: в воздухе, земле, в пресной и морской воде. Их присутствие тем не менее необязательно связано с проблемой коррозии. В действительности, несмотря на то что микробиологическую коррозию (МБК) с некоторой вероятностью можно встретить в географических регионах с температурой воздуха, типичной для Арктики и Антарктики, более часто она встречается в зонах с умеренным, теплым и влажным климатом, когда речь идет о разведке и добыче нефти и газа. Более того, по сравнению с другими формами коррозии, которые могут встречаться в колоннах гибких насосно-компрессорных труб (НКТ), например, точечной коррозией, водородным растрескиванием и общей коррозией (потерей веса), которые развиваются от контакта с высокосернистыми или иными кислыми скважинными флюидами, либо с ингибированными нежелательным образом растворами для кислотных обработок, МБК является весьма редким явлением. Более чем за 20 лет исследований в области повреждений гибких НКТ автору встречалось всего пару случаев МБК. Один такой случай связан с производством гибких НКТ на юге Техаса, США, а в другом случае речь шла о колтюбинговом бурении на юге Австралии. При этом во втором случае имели место уже существовавшие коррозионные язвы, вызванные МБК, которые, вероятно, образовались во время длительного периода морской перевозки.

МЕХАНИЗМЫ И ВИДЫ МБК

На рисунке 1 показано поперечное сечение коррозионной язвы, вызванной колонией микробов, проникших в стенку стальной трубы. Сталь «проедают» бактерии, наподобие тех, что представлены на рисунке 2. Длина таких бактерий, как правило, составляет 6–8 мкм, а диаметр – 2 мкм. Некоторым бактериям необходим кислород (например, аэробным бактериям), в то время как другие бактерии, например, сульфатвосстанавливающие (SO_4^{2-}), являются анаэробными и размножаются в условиях

Мicrobial corrosion involves microbes or bacteria that are omnipresent; in the air, in soils, and in fresh and seawater. Their presence, however, does not necessarily imply a corrosion problem. In fact, even though microbial influenced corrosion (MIC) can be encountered in unlikely geographical regions with ambient temperatures typical of Arctic and Antarctic regions, it is more commonly encountered in temperate, warm and humid climates as far as upstream oil and gas exploration activities are concerned. Also, to put it into perspective, compared with other forms of corrosion that can occur in coiled tubing (CT) strings such as pitting, hydrogen cracking and general (weight loss) corrosion from contact with sour or other low pH wellbore fluids or improperly inhibited acid treatment fluids, MIC represents a rare occurrence. Over the nearly 20 years of CT failure investigations, the author has encountered only a few cases of MIC, one involving coiled tubing manufacturing in southern Texas, USA, and another during CT drilling in southern Australia where the latter involved pre-existing MIC corrosion pits that were suspected of having been incubated during long shipping periods by ocean transport.

MECHANISMS AND TYPES OF MIC

Figure 1 shows a cross section of a corrosion pit produced by microbial colonies penetrating into the wall of a steel tube. The steel is “consumed” by bacteria such as that shown in Fig. 2 that are typically about 6 – 8 μm long and 2 μm in diameter. Some require oxygen (e.g. aerobic bacteria) while others such as sulphate (SO_4^{2-}) reducing bacteria (SRB) are anaerobic that thrive in oxygen-starved environments. Some of these bacteria thrive at low pH values and all require water (Ref. 1).

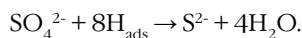
Anaerobic Sulphate Reducing Bacteria: As the name implies, in their metabolic process, sulphate



Рисунок 1 – Коррозионная язва в стальном листе, вызванная колониями бактерий
Figure 1 – Corrosion Pit in Steel Plate Formed by Colonies of Bacterial Microbes

дефицита кислорода. Некоторые из этих бактерий размножаются при низком показателе pH, и всем им необходима вода [1].

Анаэробные сульфатвосстанавливающие бактерии. Как следует из названия, в процессе метаболизма сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ) восстанавливают сульфат-ионы (SO_4^{2-}) до сульфид-ионов (S^{2-}), при этом потребляя абсорбированный водород и образуя воду как побочный продукт, являющийся обязательной средой для всех процессов МБК, как это демонстрирует представленная ниже химическая реакция. Данная реакция протекает в условиях отсутствия кислорода; таким образом, СВБ классифицируются как анаэробные бактерии.



В присутствии стали сульфид-ионы вступают в реакцию с ионами железа (Fe^{2+}) и образуют сульфид железа (FeS), прочный осадок, или черные отложения, являющиеся более эффективным, чем сталь, катодом для выделения водорода в коррозионной реакции, скорость протекания которой регулируется скоростью реакции на катоде. Кроме того, удаление абсорбированного водорода (H_{ads}) с поверхности стали дает эффект деполяризации катодных участков, что приводит к ускорению полуреакции на катоде. Помимо этого, СВБ вырабатывают фермент гидрогеназу, что служит катализатором и увеличивает способность бактерий потреблять водород.

Анаэробные бактерии также могут превращать сульфаты или сульфиты в сульфид водорода (H_2S). Помимо влияния на скорость коррозии в результате рассмотренного выше образования FeS , H_2S в сочетании

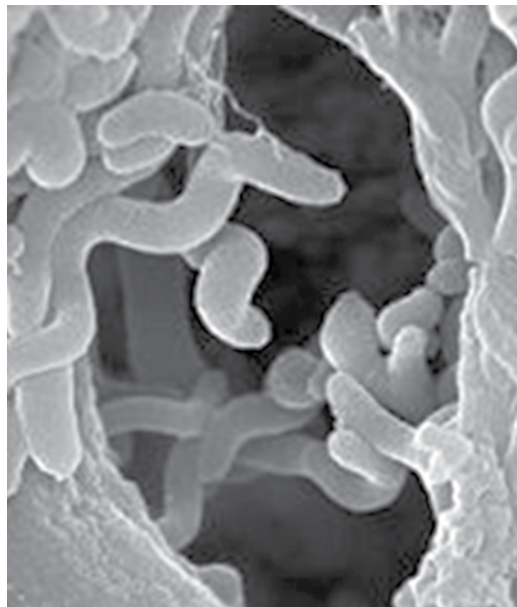


Рисунок 2 – Культура СВБ с карбонатными отложениями [2].
Figure 2 – SRB Culture with a Carbonate Precipitate (Ref. 2)

reducing bacteria (SRB), reduce sulfate ions (SO_4^{2-}) to sulfide (S^{2-}) while consuming adsorbed hydrogen and producing water as a bi-product, an essential medium for sustaining all MIC processes as shown in the following chemical reaction. This reaction occurs in the absence of oxygen; hence SRBs are classified as anaerobic bacteria.

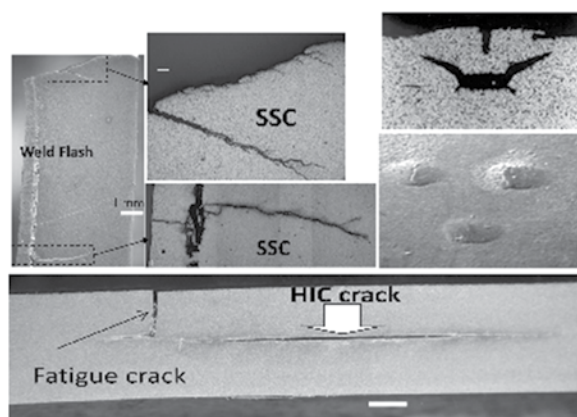
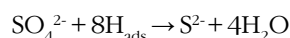


Рисунок 3 – Повреждения от воздействия H_2S в гибких НКТ (сульфидное растрескивание под напряжением – верху слева, вспучивание – верху справа, водородное растрескивание – внизу)

(см. семинар компании Trican Well Service в рамках 13-й Международной конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», Москва, 2012 год)

Figure 3 – H_2S Damage in Coiled Tubing (SSC top left, Blisters top right, HIC bottom)
(Ref. Workshop on CT Technologies and Maintenance presented by Trican Well Service as a part of the 13th International Coiled Tubing Technologies and Well Intervention Conference, Moscow, 2012)

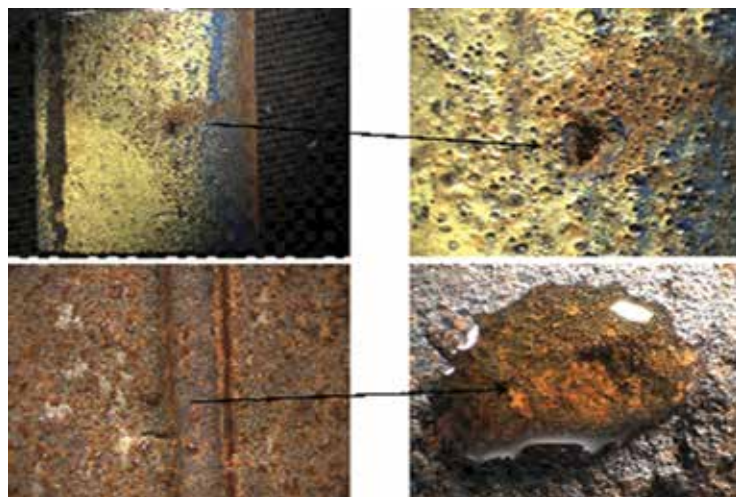


Рисунок 4 – Красновато-коричневые бугорки, или «туберкулы», образованные железоокисляющими бактериями
(см. семинар компании Trican Well Service в рамках 13-й Международной конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», Москва, 2012 год)

Figure 4 – Reddish Brown Knoblike Mounds or “Tubercles” Formed by IOB Bacteria

(Ref. Workshop on CT Technologies and Maintenance presented by Trican Well Service as a part of the 13th International Coiled Tubing Technologies and Well Intervention Conference, Moscow, 2012)

с H_2O может привести к любой из общеизвестных форм деградации материала в сернистой среде, такой, например, как водородная хрупкость, водородное растрескивание, включая вспучивание и сульфидное растрескивание под напряжением (см. рисунок 3). Все эти факторы способствуют увеличению скорости микробиологического коррозионного разрушения, которое может достигать 2,5 мм в год (100 миллов в год). Несмотря на то, что для развития сквозной коррозии в стали обычной толщины, как правило, требуется около трех лет, в чугунных трубах толщиной 6,3 мм такая коррозия развилась в течение первого года эксплуатации [3]. МБК гибких НКТ (об этом более подробно будет сказано ниже) приводит к их отказу всего за несколько месяцев! СВБ обнаруживаются в почве, на поверхности земли, в морской воде и даже в обедненной кислородом среде под колониями аэробных бактерий [1].

Аэробные кислотообразующие бактерии.

Кислотообразующие бактерии (КОБ) используют кислород для окисления элементарной серы или сульфидов до серной кислоты (H_2SO_4) или других высококоррозионных органических кислот, которые являются побочным продуктом их метаболизма, достигая концентраций вплоть до 10% [1]. Эти кислоты оказывают агрессивное воздействие на металлы, бетон и полимерные покрытия. В число других аэробных бактерий входят железоокисляющие бактерии (ЖОБ), потребляющие Fe^{2+} и выделяющие катионы Fe^{3+} через свою биопленку, образуя вокруг себя корку из ржавчины. По мере своего роста колония бактерий, как правило, пробивается через эту корку, чтобы расшириться или образовать еще одну колонию с новой коркой. Этот процесс повторяется и приводит к образованию

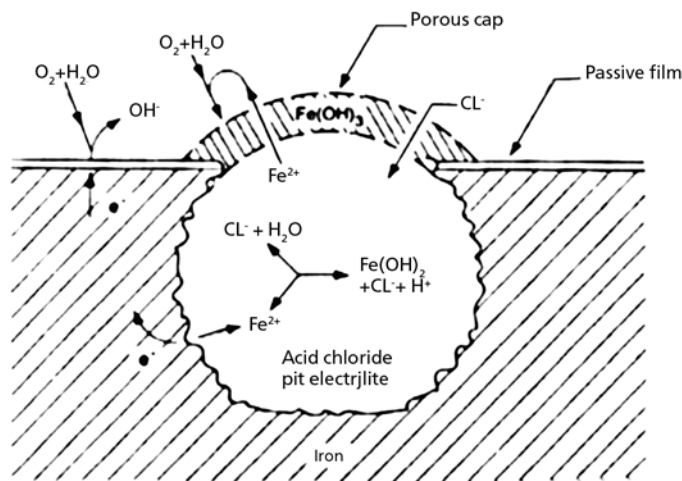


Рисунок 5 – Схема кислородного концентрационного элемента на активно растущей язвине в железе, а также схема действия хлорид-ионов [4]

Figure 5 – Schematic of Oxygen Concentration Cell at an Actively Growing Pit in Iron Including the Effect of Chloride Ions (Ref. 4)

In the presence of steel, the sulfide ion reacts with the ferrous ion (Fe^{2+}) to form iron sulfide (FeS), a tenacious precipitate or black scale that forms a more efficient cathode than steel for H_2 evolution during the corrosion reaction, the rate of which is generally controlled at the cathode. Furthermore, the removal of adsorbed hydrogen (H_{ads}) from the steel surface has the effect of de-polarizing the cathode areas which results in an increased rate of the half reaction at the cathode. In addition, the production by SRB of a hydrogenase enzyme, serves as a catalyst by enabling the bacteria to increase their capacity to consume hydrogen.

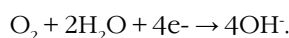
Anaerobic bacteria can also convert sulfate or sulfite into hydrogen sulfide (H_2S). In addition to the corrosion rate effects by the formation of FeS discussed above, H_2S in combination with H_2O , can result in any of the well known forms of material degradation under sour conditions such as hydrogen embrittlement (HE), hydrogen induced cracking (HIC) including blistering and sulphide stress cracking (SSC) as illustrated in Fig. 3.

All of these factors contribute to the rapid rate of MIC corrosion attack that can reach 2.5 mm/year (100 mpy). Although perforations in common steel thicknesses generally occur over a period of 3 years, cast iron pipes, 6.3 mm thick, have perforated within the first year of operation (Ref. 3). MIC in coiled tubing, to be discussed in greater detail below, has resulted in failures within periods of only several months! SRB are found in soils, surface and seawater and may even be found in oxygen depleted regions under colonies of aerobic bacteria (Ref. 1).

Aerobic Acid Producing Bacteria: Acid producing

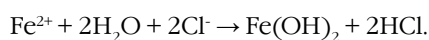
бугорков (или «туберкул») ржавчины (оксида железа (Fe_2O_3) или $\text{Fe}(\text{OH})_3$) на гибких НКТ, что и продемонстрировано на рисунке 4. МБК с участием ЖОБ приводит к щелевой коррозии, ускоряет анодную реакцию и может способствовать увеличению концентрации разрушительных ионов Cl^- .

Все колонии бактерий создают аэрационный дифференциальный элемент, также именуемый «кислородным концентрационным элементом». Самая распространенная катодная реакция протекает в воздухе и представляет собой восстановление кислорода в водной среде в виде следующей химической реакции:



В зоне застоя образуется кислородный концентрационный элемент, в котором закрытый участок под каплей застойной воды в дальнейшем покрывается пористым железооксидным куполом из ржавчины ($\text{Fe}(\text{OH})_3$ или Fe_2O_3), как показано на рисунке 5. Среда с низким содержанием кислорода создается под данным углублением, металлические стенки которого являются анодными по отношению к остальной поверхности металла, покрытой защитной пассивной пленкой. Согласно вышеприведенной формуле гидроксильные анионы (OH^-) продолжают выделяться вблизи катодной зоны между пористым куполом и пассивированной металлической поверхностью при сохранении подачи воды и кислорода. Поскольку коррозионный потенциал поддерживается за счет восстановления кислорода на наружной поверхности, анодная реакция продолжает протекать в язвине, обедненной кислородом. Как аэробные, так и анаэробные бактерии могут участвовать в процессе микробиологической коррозии, встречающейся в наиболее распространенных местах, где такие анаэробные бактерии, как СВБ, зачастую обнаруживаются в обедненных кислородом участках под колониями аэробных бактерий [1].

При ведении работ с использованием гибких НКТ очень часто приходится иметь дело с хлоридсодержащими средами (буровые растворы на основе KCl , насыщенные минеральные растворы и т.д.). Присутствие любых хлорид-анионов (Cl^-) усиливает точечную коррозионную реакцию путем миграции через пористый оксидный купол в анодную язвину вследствие притяжения положительно заряженных ионов Fe^{2+} . Это приводит к гидролитической реакции между катионами Fe^{2+} и анионами Cl^- , как показано в представленной ниже химической реакции:



Соляная кислота (HCl), полученная в результате этой реакции, приводит к локальному снижению показателя pH (до значения 2–3) на участке инициации, поскольку соединение $\text{Fe}(\text{OH})_2$ имеет более слабое основание по сравнению с сильной кислотой HCl . Это приводит к

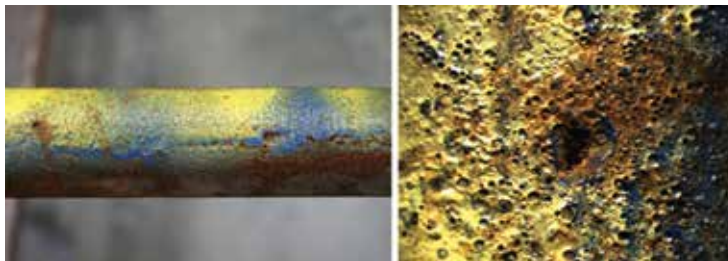
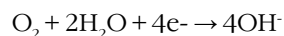


Рисунок 6 – Поврежденный участок гибкой НКТ с изображением крупной изолированной язвы на фоне гибкой трубы с незначительной в целом точечной коррозией
Figure 6 – CT Failure Specimen Showing Major Isolated Pits Among a Generally Minor Pitted CT

bacteria (APB) utilize oxygen to oxidize elemental sulfur or sulfide to form sulfuric acid (H_2SO_4) or other highly corrosive organic acids as a waste bi-product of their metabolism that can reach concentrations up to 10% (Ref. 1). These acids attack metals, concrete and polymer coatings. Other types of aerobic bacteria include iron-oxidizing bacteria (IOB) that consume Fe^{2+} and discharge Fe^{3+} cations through their biofilm to form a crust of rust around themselves. As the bacterial colony grows, it tends to burst this crust to extend or form another colony with a new crust. This process repeats itself and results in the formation of “tubercles” that are knoblike mounds of iron oxide (Fe_2O_3) rust or $\text{Fe}(\text{OH})_3$ which have been observed on coiled tubing as illustrated in Fig. 4. MIC involving IOB cause crevice corrosion, accelerate the anode reaction and can concentrate detrimental Cl^- ions.

All microbial colonies set up a differential aeration cell, also called an “oxygen concentration cell”. The most common cathode reaction occurs in air and involves the reduction of oxygen in an aqueous environment according to the following chemical reaction:



Under stagnant conditions, an oxygen concentration cell is formed in which the shielded region under the stagnant water drop is subsequently covered by a porous iron oxide cap of $\text{Fe}(\text{OH})_3$ or Fe_2O_3 rust as shown in Fig. 5. An environment of low oxygen is created under this cavity whose metal wall is anodic relative to the rest of the metal surface that is covered by the protective passive film. By the reaction above, hydroxyl anions (OH^-) continue to be exuded near the cathodic interface between the porous cap and passivated metal surface when the supply of water and oxygen is maintained. Since the corrosion potential is maintained by the reduction of oxygen on the outside surface, the anodic reaction continues in the oxygen depleted pit. Both aerobic and anaerobic

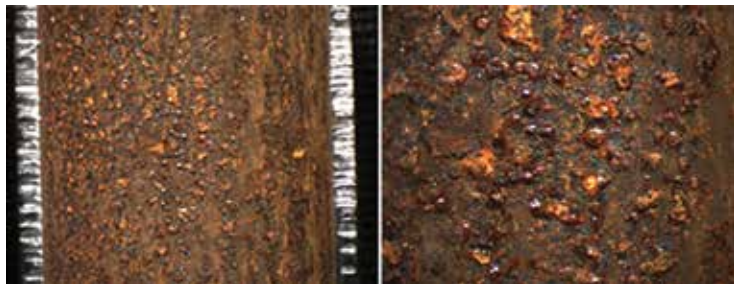


Рисунок 7 – Снимок крупным планом внутренней поверхности гибкой НКТ (слева) и более сильное увеличение этого же фото (справа)
Figure 7 – Close-Up of Inner CT Surface with Higher Magnification on Right

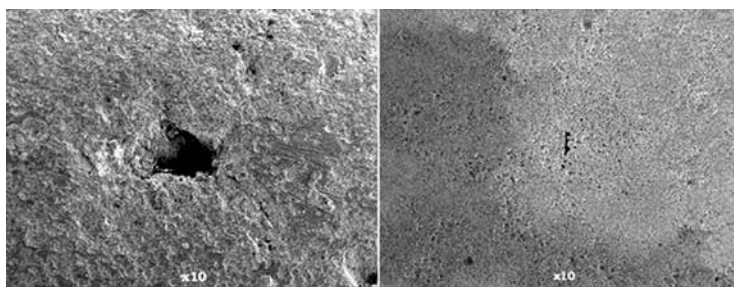


Рисунок 8 – Снимок крупным планом внутренней поверхности около сквозной язвыны после очистки и травления (10-кратное увеличение) (см. семинар компании Global Tubing в рамках 11-й Международной конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», Москва, 2010 год)
Figure 8 – Close-Up of Inner Surface at Wall Penetrating Pit After Cleaning and Etching (Mag 10X) (Ref. Workshop on CT Technologies and Maintenance presented by Global Tubing as a part of the 11th International Coiled Tubing Technologies and Well Intervention Conference, Moscow, 2010)

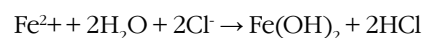
самопроизвольному росту язвыны. Анодное растворение внутри язвыны ускоряется раствором хлорангидрида, который в свою очередь добавляет в язвину еще больше хлоридов, при этом концентрируя локализованное коррозионное разрушение в данной язвине.

АНАЛИЗ КОНКРЕТНЫХ СЛУЧАЕВ МБК ГИБКИХ НКТ

Анализ случая 1. После проведения нескольких сервисных операций в стволе континентальной скважины, включая промывание и очистку от песка, колонна гибких НКТ CT-80 с внешним диаметром 31,2 мм и толщиной стенки 2,4 мм претерпела некоторые механические повреждения. Колонна была восстановлена путем удаления поврежденного участка и повторного соединения с помощью стыкового или кольцевого (т.е. труба к трубе) сварного шва. После проведения гидроиспытаний, за которыми не последовала визуальная проверка трубы (путем перемотки с одного барабана на другой) на предмет иных механических и/или коррозионных повреждений, и хранения колонны на протяжении некоторого времени на прибрежном складе она была введена в эксплуатацию на шельфе, где использовалась для промывочных операций с применением пены. Имелись неподтвержденные основания полагать, что при создании рабочей пенистой

bacterial activity can be involved in the MIC process occurring at a common location where anaerobic bacteria such as SRB are often found in the O₂ depleted regions under colonies of aerobic bacteria (Ref. 1).

In coiled tubing operations, chloride containing environments are abundant (KCl drilling muds, brines, etc.). The presence of any chloride anions (Cl⁻) exacerbate the pitting corrosion reaction by migrating through the porous cap of oxide into the anodic pit region under the attraction of the positively charged Fe²⁺ ions. This results in a hydrolysis reaction between the Fe²⁺ cations and Cl⁻ anions in accordance with the following chemical reaction:



The hydrochloric acid (HCl) produced from this reaction results in a local reduction of pH (values of 2–3) at the initiation site since the Fe(OH)₂ is a much weaker base compared to the strong HCl acid. This results in a self-propagating mechanism of pit growth. The anodic dissolution within the pit is accelerated by the acid chloride solution which in turn introduces more chlorides in the pit while concentrating the localized corrosion attack in this pit.

CASE STUDIES OF MIC IN COILED TUBING

Case Study 1: After several on-shore wellbore service interventions that included well washing and sand cleanouts, a 31.2 mm OD X 2.4 mm wall thickness (WT) CT-80 coiled tubing (CT) string incurred some mechanical damage. The string was repaired by removing the damaged section and rejoining the string with a butt or girth (i.e. tube to tube) weld. After hydro-testing but without conducting a reel to reel inspection for other mechanical and/or corrosion damage, and after some unknown length of time of storage at a sea-side location, the string was placed into service at an offshore location performing wash jobs using foam prepared with nitrogen. It was suspected, but not confirmed, that sea water was used to create the working foam fluid. After several trips running in and out of hole, two (2) pinholes were noted, one approximately 100 m from the whip (i.e. free) end and the second pinhole approximately 300 m from the same end. It was also not confirmed how many foam wash jobs had been performed nor the length of time between each job that the string remained idle.

Visual inspection of the outer surface of the ~1–1/2 m long failure specimen showed only minor pitting uniformly distributed over the complete CT surface except at one location where severe pitting was concentrated within a few centimeters in the

жидкости использовалась морская вода. После нескольких спуско-подъемных операций были обнаружены два малых отверстия: одно на расстоянии примерно 100 м от свободного конца, а второе – примерно на расстоянии 300 м от того же конца. Также отсутствовали сведения о количестве проведенных промываний с использованием пены и продолжительности периодов между промываниями, когда колонна не эксплуатировалась.

Визуальный осмотр наружной поверхности поврежденного участка длиной порядка 1,5 м показал всего лишь незначительную точечную коррозию, равномерно распределенную по всей поверхности гибкой НКТ, за исключением одного места с сильной коррозией, сконцентрированной в пределах нескольких сантиметров от отверстия (рисунок 6). Обратите внимание на признаки ранее образовавшихся бугорков вокруг большой изолированной язвы на фотографии справа, снятой крупным планом (рисунок 6).

В результате осмотра внутренней поверхности гибкой НКТ были обнаружены следующие особенности, изображенные на рисунке 7. Обратите внимание на красновато-коричневую корку и наличие многочисленных бугорков. После очистки этих поверхностей были выявлены дополнительные подробности, продемонстрированные на рисунке 8. Кратерообразные структуры вокруг каждой из двух изолированных язв в центре этих микроснимков говорят о наличии МБК как первичного механизма точечной коррозии. Также было определено, что коррозионная язва в центре правой фотографии на рисунке 8 является сквозной.

Измерения толщины стенки на обоих концах поврежденного участка не выявили заметного истончения стенки в результате общей коррозии (потери веса). Продукты коррозии имели красновато-коричневый оттенок и легко соскабливались, что свидетельствовало о наличии в их составе гематита (Fe_2O_3). Также было обращено внимание на участки черной окалины, вероятно, состоящей из магнетита (Fe_3O_4) или сульфида железа (FeS). Внутрискважинная среда на момент отказа НКТ содержала остатки диоксида углерода (CO_2), но не сульфида водорода (H_2S). Расположение отверстий рядом со свободным концом колонны говорит о том, что внешний конец трубы, будучи намотанным на барабан, мог подвергнуться точечной коррозии во время хранения из-за присутствия морской воды.

Необходимо было провести более тщательное обследование с помощью растрового электронного микроскопа (РЭМ), чтобы рассмотреть точечную коррозию с гораздо более сильным увеличением. На рисунке 9 показаны сделанные с помощью РЭМ снимки сквозной язвы в центре правой фотографии рисунка 8. Он раскрывает еще одну особенность МБК, а именно кавернозную структуру язв(-ы) с острыми и зубчатыми краями. Отчетливо видна кратерообразная поверхность

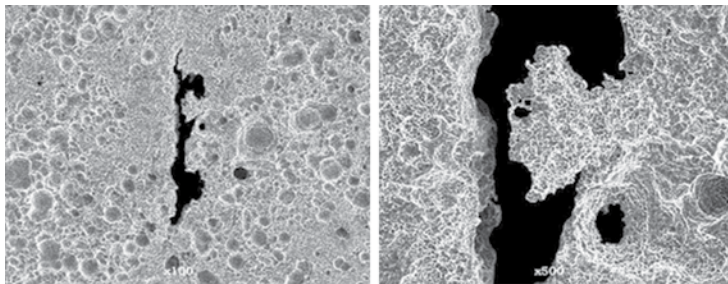


Рисунок 9 – Энергодисперсионные спектры сквозной коррозионной язвы на правой фотографии рисунка 8 (100-кратное увеличение – слева, 500-кратное увеличение – справа) (см. семинар компании Global Tubing в рамках 11-й Международной конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», Москва, 2010 год)
Figure 9 – SEM Images of Wall-Penetrating Corrosion Pit on the Right Side of Fig. 8 (Mag 100X left, 500X right) (Ref. Workshop on CT Technologies and Maintenance presented by Global Tubing as a part of the 11th International Coiled Tubing Technologies and Well Intervention Conference, Moscow, 2010)

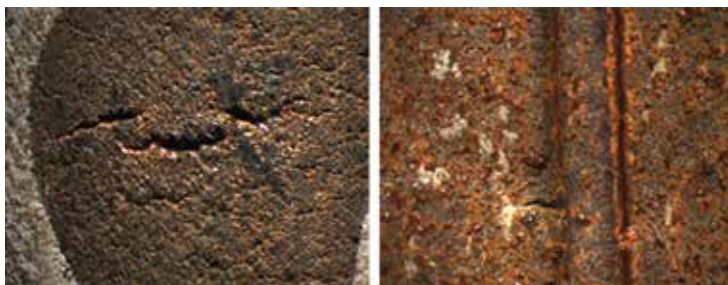


Рисунок 10 – Второе отверстие. Наружная поверхность – слева, внутренняя поверхность – справа. Обратите внимание на отверстия в виде хрупких изломов и наличие бугорков
Figure 10 – Pinhole at Second Location. External Surface on Left, Internal Surface on Right. Note Brittle Appearance of Pinholes and Presence of Tubercles

vicinity of the pinhole (Fig. 6). Note the evidence of pre-existing tubercles surrounding a large isolated pit on the close-up photo on the right of Fig. 6.

Examination of the inner CT surface revealed the details illustrated in Fig. 7. Note the reddish-brown scale and presence of numerous tubercles. After cleaning these surfaces, further details were revealed as illustrated in Fig. 8. The moon-cratered morphology surrounding each of the two different isolated pits in the centre of these micrographs suggests the presence of MIC as the primary corrosion pitting mechanism. It was also determined that the pit in the centre of the right side photo of Fig. 8, completely penetrated the wall.

Wall thickness measurements at both ends of the failure specimen showed no appreciable wall loss due to general (i.e. weight loss) corrosion. The products of corrosion were reddish brown in color and were easily scraped off that inferred the

из образовавшихся ранее бугорков. Кроме того, наличие четко выраженного пика кислорода на энергодисперсионной спектрограмме свидетельствовало о том, что бактерии, связанные с данным повреждением, относятся к аэробной разновидности.

На левой (правой) фотографии рисунка 10 изображено второе отверстие на наружной (внутренней) поверхности трубы. Внутреннее отверстие расположено по левую сторону от заусенца (грата) продольного сварного шва. На первый взгляд, эти отверстия не проявляют типичных признаков усталостных трещин в пластичном материале гибкой НКТ, а именно: не имеют Y-образных концов. Также заметны те же красновато-коричневые бугорки, которые мы могли наблюдать на рисунке 7.

Гибкая НКТ со вторым отверстием была подвергнута испытанию на растяжение по всей длине трубы. Разрыв при растяжении отображен на рисунке 11. Отсутствие «губы среза» («губа среза» наблюдается при пластических изломах), зубчатые и острые края поверхности разрыва

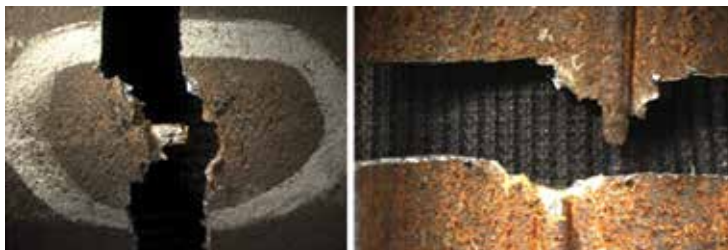


Рисунок 11 – Структуры разрыва при растяжении. Наружная поверхность – слева, внутренняя поверхность – справа. Обратите внимание на хрупкие изломы, зубчатые края и отсутствие «губы среза» (см. семинар компании Global Tubing в рамках 11-й Международной конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», Москва, 2010 год)
Figure 11 – Tensile Test Fracture Morphologies. External Surface on Left, Internal Surface on Right Note Brittle Appearance; Jagged Edges and Absence of Shear Lip (Ref. Workshop on CT Technologies and Maintenance presented by Global Tubing as a part of the 11th International Coiled Tubing Technologies and Well Intervention Conference, Moscow, 2010)

composition of hematite (Fe_2O_3). Also noted were areas of black scale possibly consisting of magnetite (Fe_3O_4) or iron sulphide (FeS). The downhole environment, at the time of failure, included traces of carbon dioxide (CO_2) but not hydrogen sulphide (H_2S). The location of the pinholes close to the whip end of the string suggested that the outer wrap of the string, while still spooled on the reel, may have incurred some salt water pitting during its period of storage.

Even closer examination with a scanning electron microscope (SEM) was desirable to observe the pitting at much higher magnification. Figure 9 shows SEM images of the wall penetrating pit in the centre of the right of Fig. 8. It reveals yet another characteristic of MIC, namely the cavernous morphology of the pit(s) with the sharp and jagged edges. The moon-cratered appearance of the surface from pre-existing tubercles is clearly visible. Additionally, the presence of a distinct oxygen peak on the energy dispersive spectrograph (EDS) scan indicated that the bacteria associated with this failure were of the aerobic variety.

Figure 10 shows the second pinhole on the external and internal surfaces on the left and right side of the figure respectively. The internal pinhole is located just to the left of the longitudinal weld flash. An immediate observation is that these pinholes do not exhibit the usual appearance of a fatigue crack in a ductile CT material, namely a “Y” at the ends of the crack. Also visible are the same reddish brown tubercles that were observed at the first pinhole as illustrated in Fig. 7.

The CT specimen containing the second pinhole was subjected to a full body tensile test. The tensile test fracture is shown in Fig. 11. The absence of



Рисунок 12 – Отверстия, расположенные в двух разных местах на внешней поверхности одной и той же гибкой трубы
Отверстие № 1 – слева, отверстие № 2 – справа
Figure 12 – Pinholes on the External Surfaces at 2 Different Locations Within the Same CT String
Pinhole #1 on Left, Pinhole #2 on Right

являются четким свидетельством хрупкого излома. Было сделано предположение о водородной хрупкости материала трубы, вызванной выработкой сульфида водорода (H_2S) сульфатвосстанавливающими бактериями, уже упомянутыми в обсуждении механизмов МБК.

Было сделано заключение, что отверстия стали результатом МБК с характерным для нее быстрым ростом язвы, способствующим развитию сквозной коррозии тонкой стенки гибкой НКТ в относительно короткие сроки. Однако достоверно установить происхождение бактерий, участвующих в МБК, не представлялось возможным. Возможным источником могла быть вода, использованная при гидроиспытаниях гибкой НКТ после ее ремонтной сварки, или морская вода, которая использовалась для приготовления пенной промывочной жидкости и/или для промывки колонн гибких НКТ во время капитального ремонта шельфовой скважины.

Анализ случая 2. В данном случае была повреждена колонна из разностенных гибких НКТ СТ-80 с внешним диаметром 60,3 мм (толщина стенок 5,7 мм/5,2 мм),

поставленная другим производителем гибких НКТ, который базируется в той же южной части Техаса, что и производитель гибких труб, описанных в первом случае. После 18-дневного хранения, гидроиспытаний и морской транспортировки неизвестной продолжительности было обнаружено просачивание на расстоянии примерно 1400 м от края гибкой трубы толщиной 5,2 мм. При этом было произведено всего две операции по бурению. Для проведения первой операции, длившейся примерно 36 часов, использовался 2%-й буровой раствор KCl и N₂, после чего бурильная колонна была промыта и продута азотом. Не удалось установить, была ли вода, используемая для промывки, пресной или добытой из береговой скважины. Вторая операция бурения была проведена спустя неделю после первой с использованием 4%-го аэрированного азотом бурового раствора KCl. Отверстие было обнаружено после 8 часов бурения. Впоследствии было выявлено и тщательно обследовано еще несколько отверстий для того, чтобы установить основную причину повреждений.

На рисунке 12 изображены два разных отверстия, которые были обнаружены на внешней поверхности данной колонны. Отверстие на фотографии слева мы обозначим как № 1, а отверстие на фотографии справа – как № 2. В обоих случаях имели место короткие поперечные трещины, при этом отверстие № 2 имело Y-образные концы, характерные для пластических усталостных трещин, в то время как отверстие № 1 таких признаков не проявляло. На поверхности вокруг отверстия № 1 можно наблюдать участки с коркой черного цвета на фоне преимущественно красновато-коричневой корки, в то время как отверстие № 2 не проявляло непосредственных признаков деятельности аэробных или анаэробных бактерий.

Более тщательное обследование отверстия № 1. Внутренняя поверхность гибкой НКТ после травления обнаружила изолированное скопление язвин (рисунок 13), наиболее крупная из которых ассоциировалась с отверстием № 1. На этом рисунке также представлено поперечное сечение язвы глубиной 4,1 мм, что составляет ~80% от общей толщины стенки. Усталостная трещина в конечном счете распространилась через оставшуюся часть стенки и образовала протекающее отверстие.

Схожий механизм был обнаружен и в отверстии № 2. Наличие пика кислорода на энергодисперсионных спектрограммах продуктов коррозии в обоих отверстиях свидетельствовало о том, что коррозия была вызвана в первую очередь аэробными железоокисляющими бактериями в сочетании с небольшой водородной хрупкостью, если таковая вообще имела место, оставшейся части стенки до образования отверстий. Было установлено, что источником агрессивных бактерий стала вода, используемая для гидравлической опрессовки на заводе по производству колтюбинга. Вода для гидроиспытаний могла быть загрязнена флюидами, содержащимися в колоннах гибких НКТ клиентов, привезенных в сервисный центр предприятия-производителя. Производитель гибких

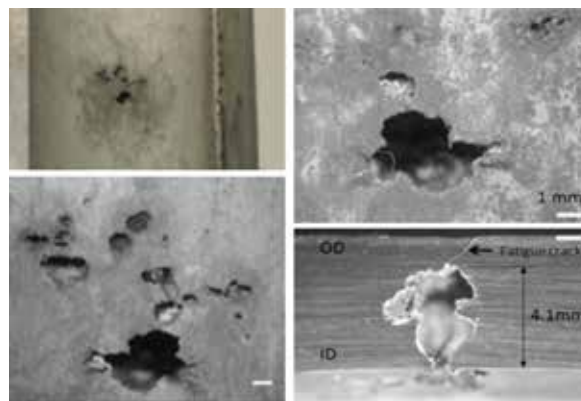


Рисунок 13 – Внутренний макроснимок отверстия № 1 после травления с целью удаления продуктов коррозии (толщина стенки 5,2 мм)

Figure 13 – Internal Macrograph of Pinhole #1 after Pickling to Remove Corrosion Products (5.2 mm WT)

shear lip (shear lip is observed in ductile fractures), jagged and sharp edges of the fracture surface is a clear indication of a brittle type failure. Hydrogen embrittlement was suspected from the production of hydrogen sulphide (H₂S) by SRB mentioned in the discussion of MIC mechanisms above.

It was concluded that the pinhole failures were the result of MIC with its characteristic rapid rate of pit growth enabling penetration of the thin CT wall in a relatively short time. The origin of the MIC bacteria involved could, however, not be determined with certainty. Possible sources included the water used during the hydro-testing following CT repair welding or the seawater used to either produce the foam wash fluid and/or possibly the use of sea water for flushing CT strings during offshore well workover operations.

Case Study 2: This failure involved a 60.3 mm OD, CT-80 tapered (5.7 mm/5.2 mm WT) coiled tubing string obtained from a different CT manufacturer who was situated in the same southern Texas location as the CT manufacturer involved in the first case study above. Following an 18-day storage period after hydro-testing and an ocean going shipping period of unknown duration, a pinhole leak was detected at approximately 1400 m in the 5.2 mm wall, after only two (2) drilling jobs. A 2% KCl and N₂ drilling mud was used for the first drilling job that lasted approximately 36 hours after which the CT drill string was flushed and purged with nitrogen. The source of the water used for flushing, whether fresh or produced from the onshore well, was not confirmed. The second drilling job, following the first after approximately one week, used a nitrified 4% KCl mud with the pinhole being observed following 8 hours of drilling. Several other pinholes were subsequently discovered and examined in detail to determine the root cause(s) of these failures.

НКТ безотлагательно принял меры по недопущению загрязнения имеющейся воды для гидроиспытаний инородными флюидами, поступающими в оборудование для опрессовки. Обследование повреждения, вызванного МБК, было проведено несколько лет назад, и на сегодняшний день автору неизвестно о повторных случаях МБК гибких труб, связанных с проведением гидроиспытаний на заводах или сервисных центрах производителей гибких НКТ.

СМЯГЧЕНИЕ ПОСЛЕДСТВИЙ И МОНИТОРИНГ МБК ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГИБКИХ НКТ

Несмотря на то, что бактерии, участвующие в МБК, лучшим образом размножаются в умеренном и теплом климате с температурой окружающего воздуха в пределах 25–35 °C, существуют зафиксированные случаи МБК в трубах, транспортирующих подогретую сырую нефть, на Аляске. Также имеются публикации на тему образования биопленки на металлических поверхностях в водах Антарктики [5]. Это означает, что скорее локальная, а не окружающая температура определяет возможность развития МБК при ведении нефтяного промысла в таких регионах, как Россия или Канада. Тем не менее автору неизвестны какие-либо случаи проявления МБК при *локальных* температурах ниже нуля.

Опыт показывает, что меры по смягчению последствий МБК в колоннах гибких НКТ включают в себя мероприятия, схожие с мерами, применяемыми для предотвращения коррозии при хранении, а именно: промывку и просушку труб для профилактики образования луж стоячей воды, формирующихся в нижних точках витков гибких НКТ на барабане. Поскольку, как правило, сложно полностью высушить внутреннюю часть колонн длинных НКТ, и так или иначе будут образовываться лужи конденсированной воды, в программы борьбы с коррозией при хранении необходимо включать как ингибиторы, так и биоциды. Существует масса компаний, производящих химические ингибиторы. Одна из таких компаний отмечена в [6].

При проведении гидроиспытаний на объекте или даже в сервисном центре, или промывании колонн гибких НКТ после капитального ремонта скважин, или при подготовке колонн к хранению необходимо проводить анализ проб воды из морских и береговых источников. Комплекты для отбора проб на предмет МБК имеются в продаже. Некоторые позволяют проводить анализ на самом объекте, в других случаях пробы необходимо отправлять в лаборатории, как в двух примерах, приведенных в [7] и [8]. Также следует отметить, что хотя метод серийного разведения и является наиболее распространенным способом определения бактериального загрязнения, в продаже имеются и другие комплекты для отбора проб в полевых условиях, которые удобны в использовании и требуют меньше времени для получения результатов. Публикация Национальной ассоциации инженеров-специалистов по коррозии, указанная в [9], представляет результаты исследования по оценке преимуществ и ограничений некоторых

Figure 12 shows two different pinholes that were found on the external surfaces of this string that we shall identify as pinhole #1 on the left and pinhole #2 on the right of this figure. Both were short transverse cracks with pinhole #2 exhibiting signs of the characteristic “Y” ends of a ductile fatigue crack whereas these signs were not apparent in pinhole #1. Patches of black colored scale interspersed within a predominantly reddish-brown scale can be seen surrounding pinhole #1 whereas pinhole #2 did not immediately betray the possible presence of either aerobic or anaerobic bacteria activity.

Closer Examination of Pinhole #1: The internal CT surface after pickling showed an isolated cluster of pits (Fig. 13), the largest of which was associated with pinhole #1. This figure also shows a cross section through the pit that measured 4.1 mm deep or ~80% of the wall thickness. A fatigue crack ultimately propagated through the remaining ligament to form a leaking pinhole.

A similar mechanism was found for pinhole #2. The presence of an EDS oxygen peak found in the corrosion products for both pinholes indicated that the corrosion was primarily due to aerobic iron-oxidizing bacteria with little, if any, hydrogen embrittlement of the remaining ligament prior to formation of the pinholes. The source of the offending bacteria was ultimately traced to the water used for hydro-static pressure testing at the tubing mill. The hydro-test water could have been contaminated by fluids contained in customers' used CT strings brought to the manufacturer's service center at the mill site. The CT manufacturer took immediate action to ensure foreign fluids entering their pressure testing facilities do not contaminate their existing hydro-test water. The MIC failure investigation occurred several years ago and to date, the author is unaware of any re-occurrence involving hydro-testing at any CT manufacturer's mill site or service centre.

MITIGATING AND MONITORING FOR MIC IN COILED TUBING OPERATIONS

Although bacteria involved in MIC thrive best in temperate and warmer climates with ambient temperatures in the range of 25C–35C, documented cases exist for MIC in Alaskan pipelines carrying heated crudes. Publications also exist on biofilm formation on metal surfaces in the waters of Antarctica (Ref. 5). This implies that the local temperature rather than the ambient temperature determines if MIC can occur in oilfield activities in regions such as Russia or Canada. However, the author is not aware of any MIC occurrences when the *local* temperature is in sub-zero range.



таких комплектов для отбора проб в полевых условиях в сравнении с методом серийного разведения.

При приобретении новых колонн рекомендуется уточнить у производителя гибких НКТ информацию о наличии надлежащих мер по мониторингу качества воды для гидроиспытаний, поскольку она, как правило, находится в замкнутых системах и, следовательно, подвержена загрязнению в результате внедрения воды из инородных источников. Такие красноречивые свидетельства, как изолированные скопления язвин на неповрежденной в целом поверхности вокруг этих язвин, или наличие бугорков, изображенных на рисунках 4 и 7, должны сопровождаться незамедлительным и тщательным обследованием поврежденных участков, так как язвины МБК растут с довольно высокой скоростью. Так как почти все технические сплавы подвержены МБК (исключение составляет лишь титан, так как он образует высокоустойчивую пассивную пленку), использование гибких НКТ из коррозионно-стойких сплавов не является решением проблемы. Тем не менее колонны гибких НКТ из коррозионно-стойких сплавов некоторых составов предлагают множество иных преимуществ при использовании во многих других коррозионных средах, не говоря уже об их повышенной малоцикловой усталостной прочности. Для получения дополнительной информации о МБК, в частности, подходах к мониторингу МБК и стратегиях профилактики или смягчения последствий МБК, читатель может обратиться к превосходному учебнику авторства Д-ра Бренды Литтл и Джейсона Ли [10]. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Bradford, S. A., "Corrosion Control", Van Nostrand Reinhold, ISBN 0-442-01088-5, (1993)
2. CLI Houston Corrosion and Materials Technology, Sulfate Reducing Bacteria (SRB), www.clihouston.com/knowledge-base/sulfate-reducing-bacteria-srb.htm
3. Roberge, P. R., "Corrosion Inspection and Monitoring", John Wiley & Sons Inc., Publication, ISBN 978-0-471-74248-7, (2007).
4. Jones, D. A., "Principles and Prevention of Corrosion", 2nd Edition, Prentice Hall, (1996), pp. 214.
5. Maki, J. S., Little, B. J., Wagner, P. And Mitchell, R., "Biofilm formation on Metal Surfaces in Antarctic Waters", Biofouling, Vol. 2, pp 27-38, (1990).
6. Mid South Chemical, Biocides, www.midsouthchemical.com/echem-biocides.htm
7. CorrConsult Corrosion and Failure Analysis, Microbiologically Influenced Corrosion (MIC) Sampling and Test Kit, www.corrconsult.com/mic.htm
8. Intertek Services, Microbiology Media Test Kits for the Oil and Gas Industry, www.intertek.com/microbiology/media-kits-oil-gas/
9. Al-Sulaiman, S., Wahab Al-Mithin, A., Murray, G., Biederman, A. J. and Islam, M., "Advantage and Limitations of Using Field Test Kits for Determining Bacterial Proliferation in Oil Field Waters", NACE International, Corrosion 2008, Paper No. 08655, March 16-20 (2008).
10. Little, B. J. and Lee, J. S., "Microbial Influenced Corrosion", John Wiley & Sons Inc., Publication, ISBN 978-0-471-77276-7, (2007).

If experience dictates, mitigating against MIC attack in CT strings would include similar measures used to prevent storage corrosion, namely flushing and drying to prevent puddles of stagnant water accumulating at low points of CT wraps on the storage reel. Since it is usually difficult to completely dry the insides of a long CT strings and puddles of condensed water may still accumulate, storage corrosion inhibitor programs should include the addition of biocides. Many sources of chemical inhibition products are available, just one of these is given in Ref. 6.

When conducting hydro-testing on location or even at a service center, or flushing CT strings following well workovers or preparing strings for storage, analyzing water samples from either onshore or offshore sources should be conducted. MIC sampling kits are commercially available, some enabling on-site evaluation and others requiring samples to be shipped to laboratories such as those of Refs. 7 and 8 as just two examples. It is also worth noting that although the Serial Dilution Technique is the most common methodology used to determine bacterial contamination, there are several other bacteria field test kits commercially available that are simple to use and require less time to obtain results. The National Association of Corrosion Engineers (NACE) publication given in Ref. 9, presents the findings of an investigation that was conducted to assess the advantages and limitations of some of these field kits compared to the conventional Serial Dilution Technique.

When purchasing newly milled strings, it would be advisable to confirm with the CT manufacturer(s) that adequate measures are in place to monitor the quality of their hydro-test water since these are generally closed loop systems and therefore susceptible to contamination from the introduction of foreign water sources. Telltale signs such as isolated cells of pits in a generally unaffected surface surrounding these pits or the presence of tubercles such as those illustrated in Figs. 4 and 7, should be immediately investigated in greater detail considering that MIC pits grow at a relatively fast rate. Since nearly all engineering alloys are susceptible to MIC except titanium (because it forms a highly resistant passive film), using coiled tubing manufactured from corrosion resistant alloys (CRA), would *not* provide a mitigating solution. However CRA-CT strings of specific alloy designs, offer many other advantages for use in many other corrosive environments not to mention their increased low cycle fatigue strength. For additional reading on MIC, specifically approaches for monitoring of MIC and strategies to prevent or mitigate MIC, the reader is referred to an excellent text book by Dr. Brenda Little and Jason Lee, Ref. 10. ☉

Россия, Москва, Центральный
выставочный комплекс «Экспоцентр»

4-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЭНЕРКОН



АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ
ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

26-28 июня 2013

Организаторы:



ТПП РФ



ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

Исполнительный комитет:



PROMEXPRO
group

РЕГИСТРАЦИЯ НА САЙТЕ:

www.enercon-ng.ru

Тел./факс: +7 (495) 921-3507
enercon@promexprogroupp.ru





22 мая 2013 года в рамках
**XXI международной
специализированной выставки
«ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ – 2013»**

ОАО НПФ «Геофизика» совместно с Башкирским
отделением ЕАГО и АИС проводят
XIX научно-практическую конференцию

**«Новая техника и технологии для
геофизических исследований скважин»**



Тематика конференции:

- Комплексные геофизические исследования за один рейс в скважину;
- Геофизические и геолого-технологические исследования в процессе бурения;
- Контроль за разработкой месторождений;
- Геофизические исследования в процессе добычи, интеллектуальные скважины;
- Изучение сложнопостроенных коллекторов;
- Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин.

информационные спонсоры



по вопросам участия и
регистрации обращаться

450005, Башкортостан, г. Уфа, ул. 8 Марта, 12
Тел./факс : (347) 228-64-14
E-mail: mark@npf-geofizika.ru

СПОСОБ ВСКРЫТИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ БЕЗ ПРОЯВЛЕНИЯ СКИН-ФАКТОРОВ И УЩЕРБА ПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЕ

OIL AND GAS FORMATIONS DRILLING TECHNIQUE THAT ELIMINATES SKIN FACTORS AND FORMATION DAMAGE

Ю.А. БАЛАКИРОВ, И.Б. БУРКИНСКИЙ, А.И. КУЧЕРУК, ООО «Юг-Нефтегаз»
Yu.A. BALAKIROV, I.B. BURKINSKY, A.I. KUCHERUK, Yug-Neftegaz, LLC.

Известны способы вскрытия нефтяных и газовых залежей, основанные на бурении скважин в различных горно-геологических условиях с проведением работ по спуску обсадной колонны, цементированию, перфорации, закачиванию реагентов.

Каждый из этих видов работ вносит свои негативы, которые впоследствии, в течение длительной эксплуатации скважины, приводят к уменьшению производительности скважины и коэффициента нефтеизвлечения, вплоть до остановки скважины.

Исправить такое положение в настоящее время практически не удастся, в связи с чем скважина прекращает функционировать с конечным коэффициентом нефтегазоотдачи, равным 0,4–0,5, не достигающим даже единицы.

В свою очередь, указанный низкий коэффициент нефтегазоотдачи ухудшает в целом рентабельность (или «по-рыночному» – доходность) процессов добычи нефти, газа и конденсата.

Указанные явления, конечно, можно было бы исправить, если полностью устранить ухудшающие показатели, так называемые скин-эффекты, в процессах вскрытия нефтяных и газовых пластов.

Это значит, что при бурении скважин надо устранить попадание в пластовую систему бурового раствора с обломками выбуренной породы, называемой шламом, а также фильтратов глинистого раствора с добавками химических реагентов. Попадая в пласт, фильтраты глинистого раствора, взаимодействуя с породой, упрочняют ее глинистую составляющую и под действием тепло-гидратационного воздействия превращают глину в аргиллит, который значительно хуже глины, поскольку обладает нулевой проницаемостью со всеми вытекающими отсюда негативными последствиями в процессах фильтрации нефти и газа в пластовой системе.

Science knows oil and gas formation drilling methods based on the drilling of wells in various mining and geological conditions accompanied by casing running, cementing, perforation, pumping reagents.

Each of these operations has its disadvantages, which in the course of long well operation bring about reduced productivity and lower down oil recovery factor. Sometimes it can even lead to well shutdown.

Such situations can hardly be altered at the moment. As a result, the well operation stops with the rate of oil production failing to reach even 1 and ranging at the level of 0.4–0.5.

In its turn, low level of oil/gas recovery factor affects the general profitability of oil/gas/condensate production.

Yet, the situation could be different if one would be able to eliminate deteriorating conditions, the so-called skin effects, during oil and gas formations drilling.

It means that drilling should be made in a way, which allows to prevent drilling mud with parts of drilled rock or cuttings, as well as filtrates of clay solution with additives of chemicals, from penetration into formation. While getting into the formation, the filtrates of clay solution interact with the rock, enhance its clay contents and under heat and aquatic influence turn the clay into argillite. The latter is much worse than the clay, since it has zero permeability with all negative consequences that come with it during filtration of oil and gas in the formation system.

Cementing made for well casing also produces a negative impact on oil and gas



Процесс цементирования для крепления скважины также негативно сказывается на фильтрации нефти и газа, частички цементного раствора, проникая в пласт, ухудшают проницаемость и гидропроводность коллектора.

Чтобы устранить пагубное действие скин-факторов при первичном и вторичном вскрытии пластов, необходимо реализовать предложенный технологический сценарий, суть которого заключается в первоначальном бурении вертикального ствола до нефтегазонасыщенной зоны с последующими работами по цементажу, проведением перфорации и спуском готового щелевого фильтра. Завершается заключительный цикл работ вызовом притока углеводородов стандартными методами воздействия соляной кислотой и нагнетанием в перфорационные отверстия суспензии с порошком магния.

Вызов и оптимизация притока флюидов производится известными стандартными способами, при этом в течение 10 дней осуществляется мониторинг с отбором нефти, газа, воды и механических примесей для анализа.

Наиболее близким аналогом к предложенной технологии является способ разобщения пластов в скважине (патент России № 2183265, МПК E21B43/32, E21B33/13, 10.06.2002), который включает бурение и спуск в скважину колонны обсадных труб для разобщения затрубного пространства от остальной части скважины и определения первоначальной отметки водонефтяного контакта (ВНК), создание песчано-глинистой пробки, крепление скважины эксплуатационной колонной и нагнетание водоизоляционного состава по всей необсаженной толщине пласта с последующим вскрытием нефтенасыщенной части пласта гидROPескоструйной перфорацией.

Недостатками данного способа являются:

- необходимость создания и вымыва песчано-глинистой пробки, что ведет к дополнительным затратам;
- сложность нагнетания водоизоляционного состава из-за наличия на стенке скважины глинистой корки, которая предотвращает проникновение вещества в пласт;
- закупоривание части порового пространства при создании песчано-глинистой пробки.

Таким образом, данный способ также не гарантирует предотвращения ущерба пластовой системы при существующей технологии способов вскрытия нефтяных и газовых пластов.

Задачей настоящей технологии является создание способа вскрытия нефтяных и газовых пластов без ущерба проницаемости и гидропроводности пластовой системы благодаря проведению новых технологических операций и применению новых химических реагентов.

В качестве решения предложен способ вскрытия

filtration. While getting into formation, the particles of cement slurry deteriorate the permeability and flow capacity of a reservoir.

In order to eliminate the negative impact of skin factors during the first and the second formation drilling, it is necessary to implement the suggested technical scenario, which implies the initial drilling of a vertical wellbore down to the oil-bearing layer with further cementing, perforation and setting of ready-assembled slotted screen. The final stage of operations includes stimulation treatments using such standard techniques as acid treatments and injection of magnesium powder slurry into perforations.

Stimulation and optimization of fluid inflow is also performed by well-known standard methods. The process of well monitoring with sampling and analysis of oil, gas, water and mechanical inclusions is carried out during the first 10 days after stimulation treatment was performed.

The closest analogue of the proposed technology is the method of formation segregation (patent of Russia No. 2183265, MPK E21V43/32, E21V33/13, 10.06.2002), which includes drilling and casing string running in order to insulate the annular space from the rest of the well and define the initial mark of water-oil contact (WOC), as well as creation of sand-clay plug, lowering of production casing string and injection of waterproof compound along the entire uncased formation section with subsequent hydraulic jet perforation of the oil-bearing part of formation.

The disadvantages of the given method include:

- the necessity to create and wash out a sand-clay plug, which leads to additional expenses;
- complexity of waterproof compound injection due to the presence of clay cake on wellbore walls, which prevents the compound from penetration into formation;
- blocking of some pore volume during creation of sand-clay plug.

Thus, the proposed technology does not also ensure the prevention of formation damage under the existing technology of oil and gas formation drilling.

The objective of present technology is creation of oil and gas formations drilling technique, which will not impair the permeability and flow capacity of the formation system due to new technological operations and application of new chemical reagents.

нефтяных и газовых пластов, который включает бурение вертикальной скважины с необсаженным стволом, цементирование, перфорацию, спуск в зону нефтегазонасыщения готового целевого фильтра, нагнетание водоизоляционного состава, вызов притока углеводородов, в котором, согласно предложенному способу, в качестве водоизоляционного состава нагнетают утяжеленную пену совместно с вязкой пластичной жидкостью на основе КМЦ и раствор соляной кислоты. При вызове притока углеводородов воздействуют соляной кислотой 15–18%-й концентрации, смешанной с порошком магния в количестве 5 м³ суспензии на весь интервал перфорации, причем для утяжеленной пены используют универсальные водо- и нефтерастворимые ПАВ.

Желательно при получении нефти и газа оптимизировать работу фонтанного, газлифтного или насосного подъемника для сохранения целостности структуры призабойной зоны с использованием колтюбинговой установки.

На первом этапе вскрытия нефтяного и газового пласта без проявления скин-эффектов и повышения фильтрационных сопротивлений при движении углеводородов в пластовой системе проводят бурение временно необсаженного вертикального ствола до нефтенасыщенной зоны коллектора с последующими работами – цементированием и перфорацией в нефтенасыщенной зоне, а также нагнетанием в перфорационные отверстия суспензии со смесью порошка магния, после чего приступают к нагнетанию соляной кислоты 15–18%-й концентрации. Соляная кислота совокупно с магнием будет в значительной степени повышать пластовую температуру, расплавляя асфальто-смолистые, парафиновые и сольватные отложения с частичками выбуренной породы. Желательно при создании плотной утяжеленной пены использовать водо- и нефтерастворимые ПАВ.

В качестве примера обратимся к одной из разведочных скважин, пробуренных на месторождении Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) с целью обнаружения углеводородов.

Глубина указанной скважины составила 3523 м, эксплуатационная колонна – 150 мм. Первоначально пробурили вертикальный ствол, состоящий из глинопесчаной алевроитовой породы, без закрепления (цементации); при достижении нефтенасыщенной зоны в необсаженном вертикальном стволе провели перфорационные работы.

Лучшего момента для организации стендово-лабораторных исследований, близких к реальным условиям, нельзя было придумать. По каротажной диаграмме выбрали интервал перфорации на глубинах 3523–3530 м с применением пулевой перфорации, так как этот вторичный метод вскрытия позволяет получить перфорационные отверстия, более или менее пригодные для заполнения их суспензией с порошком магния.

As a solution to the problem, there is method of oil and gas formations drilling, which includes drilling of uncased vertical well, cementing, perforation, setting of ready-assembled slotted screen within oil-bearing zone, injection of waterproof compound, stimulation treatments that, according to the suggested method, are based on the injection of weighted foam together with CMC-based viscous plastic fluid and solution of hydrochloric acid. While stimulating the inflow of hydrocarbons one should use 15–18% solution of hydrochloric acid mixed with magnesium powder in the amount of 5 m³ per the entire perforation interval. Universal water and oil permeable surfactants are used to produce weighted foam.

The O&G recovery needs optimization of the flow, gas or pump lift with the help of coiled tubing unit in order to preserve the integrity of bottomhole formation zone structure.

During the first stage of oil and gas formations drilling technique, which eliminates skin effects and increase of hydrocarbons flow coefficients, it is necessary to perform drilling of temporarily uncased vertical wellbore down to the oil-bearing zone of the collector with subsequent cementing and perforation in the oil-bearing zone, as well as injection of magnesium powder slurry into perforations. After that, a 15–18% solution of hydrochloric acid is pumped down. The combined action of magnesium and hydrochloric acid involves significant increase of formation temperature, which melts asphalt, resin, paraffin and solvation deposits together with particles of drilled rock. It is advisable to use water and oil permeable surfactants for production of weighted foam.

For example, let's consider one of exploration wells drilled in search of hydrocarbons at the field of Dnepr-Donetsk Depression (DDD).

The depth of the above-mentioned well was 3,523 meters (11,560 ft); the diameter of the production string was 150 mm (5-7/8 in.). Primarily, an uncased (non-cemented) vertical wellbore consisting of sand-clay silt rock was drilled. When the wellbore reached oil-bearing zone a set of perforations were made.

One could hardly think of a better moment for organization of laboratory bench investigations in near-real conditions. On the basis of well logging information it was decided to make gun perforations at the depth between 3,523 and 3,530 meters (11,558 and 11,581 ft). Gun perforation method was used because it allows to create perforations, which are more or less applicable for filling them with magnesium powder slurry.

Провели геофизические и гидродинамические исследования для количественного определения скин-факторов при первичном и вторичном вскрытии пласта до воздействия соляной кислотой; скин-фактор при первичном вскрытии до кислотного воздействия составил +212 единиц, после кислотного воздействия 5 м³ соляной кислоты 15%-й концентрации составил – 24 единицы, что является свидетельством того, что при вторичном вскрытии пласт не был засорен привнесенными веществами.

Полученная оценка скин-фактора при проведении близких к реальным условиям экспериментов позволяет утверждать, что предложенный способ применим и в производственных условиях.

В заключение хочется предложить производственным предприятиям чаще использовать колтюбинговые установки для проведения подобного рода работ, а в данном случае гибкую трубу колтюбинговой установки нужно было использовать обязательно.

Технологический регламент проведения буровых работ для достижения гидродинамически совершенной скважины без наличия скин-факторов и фильтрационных сопротивлений при движении флюидов до призабойной зоны скважины:

1. Производится бурение вертикальной скважины по принятой технологии до нефтегазонасыщенного пласта.
2. До крепления скважины в спуске обсадной колонны и цементирования снимается каротажная характеристика.
3. По каротажной диаграмме определяется нефтегазонасыщенная зона и устанавливаются интервалы перфорации.
4. Производится спуск эксплуатационной колонны до глубины интервала перфорации с последующим цементированием и производится перфорация.
5. В зону интервала перфорации спускается щелевой фильтр с продольными сквозными прорезами без последующего цементирования.
6. На глубину в зону интервала перфорации нагнетается трехфазная пена, состоящая из КМЦ-500 (КМЦ-600) с порошком магния в количестве 800 кг; степень аэрации подбирается на месте из расчета получения стабильной пены.
7. Нагнетается соляная кислота 18–20%-й концентрации. Реакция кислоты в пластовой системе составляет 5–8 часов.
8. Приступают к вызову притока флюидов по стандартной схеме, принятой в нефтепромысловом управлении.
9. В процессе выполнения работ необходимо установить строгий и непрерывный мониторинг за поведением давления в буфере и кольцевом пространстве с готовностью к запуску скважинного превентора. ☉

After that, geophysical and production logging operations were performed in order to receive a quantitative definition of skin factors during the initial and secondary formation drilling prior to hydrochloric acid treatments. Skin factor during the initial formation drilling amounted to +212 units, while after treatment of formation with 15% solution of hydrochloric acid (5 m³) it was -24 units. This is evidence of the fact that during the secondary drilling of formation the latter was not blocked with introduced substances.

The values of skin factors obtained in near-real conditions allow to conclude that the suggested technique can be applied in working conditions as well.

As a conclusion, I would recommend companies to use CT units more often for such operations. In the above-mentioned case the use of coiled tubing was inevitable.

Operating procedure for drilling process that allows to create hydrodynamically perfect well without skin factors and increased flow coefficients of hydrocarbons during their movement to bottomhole formation zone:

1. A vertical well is drilled (according to the standard technology) down to the oil/gas-bearing formation.
2. Well logging is performed before well casing and cementing.
3. On the basis of obtained information the position of oil-bearing zone is determined and perforation intervals are assigned.
4. Production string is lowered to the depth of perforation interval with further cementing and perforation.
5. Slotted screens with longitudinal end-to-end slots are set within perforation interval without further cementing.
6. Three-phase foam consisting of CMC-500 (CMC-600) with 800 kg (1,764 lbs) of magnesium powder is injected into well at the depth of perforation interval. The degree of aeration is calculated onsite so as to achieve stable foam.
7. 18–20% solution of hydrochloric acid is then injected. The response of the acid in a formation system is 5–8 hours.
8. The inflow of fluids is stimulated according to a standard scheme.
9. It is necessary to perform rigorous and continuous monitoring of the pressure in the buffer and annular space during the whole above-mentioned process with a readiness to close blowout preventer in case of emergency. ☉

ФАКТОР ЕДИНОВРЕМЕННОСТИ

Дорогие и уважаемые коллеги и читатели журнала, по опыту своей многолетней работы на нефтяных и газовых месторождениях смог убедиться в важности и полезности использования в процессе реализации технологических процессов в скважинах фактора единовременности. Что это такое?

Чтобы все стало на свое место, с вашего позволения, использую для сравнения метод аллегории. Известно, что в мегаполисах круглосуточно на дорогах с шумом и грохотом проносятся транспорт. То же самое происходит в призабойной зоне пласта в действующей и простаивающей скважинах, в связи с чем пластовое давление после остановки скважины восстанавливается не сразу, а спустя некоторое время (и не дай бог!) в течение нескольких месяцев, а то и целого года.

Объясняется это явление работой газовой среды, которая постоянно сотрясает уровень жидкости в скважине, и скважина постоянно «дышит», хотя уже не продуцирует и не выносит на поверхность флюидальную жидкость. Таким образом, скважина постоянно «дышит» и вследствие работы газовых пузырей, и газовой среды пластовой системы.

Но почему это надо учитывать при проведении внутрискважинных работ?

Потому что, если процесс по повышению производительности был проведен в 10 часов текущего дня, а процесс вызова нефти или газа был произведен на следующий день (или через несколько дней), то все, что было достигнуто в процессе при вызове притока, сможет исчезнуть и позитивно не проявиться за счет газовых флуктуаций в призабойной зоне пласта. Далее не хочу приводить примеры – вы сами сможете это сделать, пользуясь своим опытом работы и знаниями.

Хочу надеяться, что уважаемые коллеги и специалисты возьмут на вооружение фактор единовременности и этим самым повысят результативность внутрискважинных работ на благо повышения нефте- и газоотдачи месторождений.

Ю.А. Балакиров

SYNCHRONISM FACTOR

Dear colleagues and readers of the Journal. Many years of working at oil and gas fields persuaded me in the importance and usefulness of synchronism factor utilization during implementation of technological processes in wells. What is that factor?

In order to put things more clearly let me use an allegory. You know that these streets of big cities are busy with noisy transport day and night. The same happens in the bottomhole formation zone of operating or idle (inactive, shut-in) wells. As a result, the formation pressure after well shut-in restores not immediately, but several months (and sometimes a year) after.

Such effect is induced by gas environment, which permanently shakes well fluid. It's like the well is constantly "breathing", though it does not produce any fluid and carry it up to the surface. Due to the action of gas bubbles and gas environment of formation system the well is "breathing" all the time.

But why is it important to take this into account during downhole operations?

If the production enhancement operation was made today at 10 am and well stimulation was made on the next day (or in a few days), everything that was achieved during the process of well stimulation may disappear and not reappear again due to gas fluctuations in the bottomhole formation zone. Given your knowledge and experience are vast, there is no need to give any examples.

Hopefully, dear colleagues and specialists will take into account the synchronism factor and raise the efficiency of well intervention operations in order to enhance the production from oil & gas fields.

Yu.A. Balakirov

Юрию Айрапетовичу Балакирову – 85!

Yuri Airapetovich Balakirov Turns 85!

3 февраля 2013 года исполнилось 85 лет Юрию Айрапетовичу Балакирову – старейшему специалисту в нефтегазовой отрасли, известному ученому, опытному практику, создателю и неумолимому пропагандисту новых технологий.

Ю.А. Балакиров в 1955 году окончил Азербайджанский институт нефти и химии им. М. Азизбекова, получив звание горного инженера по разработке нефтяных и газовых месторождений. Проработал на нефтяных промыслах более 25 лет, пока не состоялся как специалист в области исследования нефтегазовых залежей, оптимизации работы скважин различными способами эксплуатации.

В 1967 году был принят на работу в УкрگیпроНІІнефть в должности заведующего отделом. С 1973 по 1997 год работал начальником отдела техники и технологии добычи нефти, газа и конденсата института «УкрگیпроНІІнефть». С 1997 года – вице-президент Международного научно-технического университета им. Ю.Н. Бугая (МНТУ), директор НИИ нефтегазовых инновационных технологий.

С 2004 года – начальник отдела ДП «Науканефтегаз» НАК «Нефтегаз Украины».

С 2008 года по настоящее время – заместитель директора по науке и технике международной компании «Юг-Нефтегаз» Private Limited.

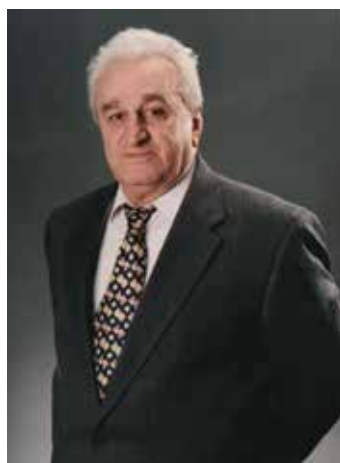
Кандидатскую диссертацию защитил в 1962 году, докторскую – в 1977 году в Москве.

Ю.А. Балакиров является создателем новых технологических и технических средств добычи нефти и газа насосными и газлифтными компрессорными и бескомпрессорными скважинами, новых эффективных способов гидро- и термодинамических исследований скважин и пластов в условиях стационарного и нестационарного притоков флюидов при различных режимах теплового потока и состояния притока флюидов с точки зрения энтальпии и энтропии термодинамического потенциала пласта, теплопроводных параметров пластовой системы в процессе выработки нефтегазового коллектора.

Научными и производственными интересами Ю.А. Балакирова освещены также исследования в области рентабельности эксплуатации малодебитных нефтяных скважин, совершенствования работ по интенсификации производительности нефтяных и газовых скважин и др.

На сегодняшний день творчество юбиляра можно в целом оценить следующими итоговыми результатами:

On February 3 Yuri Airapetovich Balakirov turned 85. He is the leading specialist in oil and gas industry, famous scientist, experienced practitioner, creator and tireless agitator of new technologies.



In 1955 Yu.A. Balakirov graduated from M. Azibekov Azerbaijani Institute of Oil and Chemistry, received the title of a mining engineer in O&G fields development. He worked at oil fields for 25 years until he became a specialist of oil and gas deposits, optimization of wells operation by various methods. In 1967 he was employed by UkrگیproNІІneft as the head of the department.

From 1973 through 1997 he was the head of the department of equipment, technology of oil, gas and condensate production at the institute of UkrگیproNІІneft. In 1997 he became the Vice President of Y. N. Bugai International Scientific and Technical University and director of O&G Innovation Technologies R&D Institute. In 2004 he became the head of the department of Naukaneftegaz Institute of the Ukrainian O&G Concern.

Starting 2008 he has been a deputy director on science and equipment of the international company Yug Neftegaz Private Limited.

He defended the candidate dissertation in 1992 and the doctor's thesis in Moscow in 1977.

Yu.A. Balakirov is a creator of new technological and technical solutions of O&G production by gas pump and gas lift compression and compressionless wells, new effective means of hydro and thermodynamic researches of wells and formations under conditions of stationery and non-stationery inflow of fluids with various modes of heat flow in the aspect of enthalpy and entropy of the thermodynamic potential of the formation, heat-carrying parameters of the formation system in the process of O&G field blowdown.

The works of Yu.A. Balakirov also covered such fields as profitability of low debit wells, production enhancement of O&G wells.

- монографий и книг – 24;
- научно-технических публикаций – свыше 300;
- изобретений и патентов – свыше 160.

Ю.А. Балакиров создал научную школу: подготовил 11 кандидатов наук и трех докторов наук по специальности «разработка нефтегазовых месторождений», 3 кандидата наук (доктора философии) работают на месторождениях Сирии и Кубы; 2 доктора наук трудятся в Китае и Сирии; остальные – в России, Беларуси, Узбекистане, Азербайджане.

С 1997 по 2001 год Ю.А. Балакиров избирался китайским руководством заместителем редактора международного нефтегазового журнала, выходящего не только на китайском, но и английском и русском языках.

Заслуженный деятель науки и техники. Награжден орденами и медалями, в том числе «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.», Почетный нефтяник СССР и Украины.

Академик Академии горных наук Украины, Украинской нефтегазовой академии наук и Международной академии наук высшей школы. Разработанные Ю.А. Балакировым инновационные технологии внедрены на месторождениях Польши, России, Болгарии, Туркменистана, Сирии, Китая, Ирака, США и др.

Юбилер продолжает расширять и пополнять свои инновационные решения, работая в ООО «Юг-Нефтегаз» в качестве заместителя директора по науке и технике.

Юрий Айрапетович – член редакционного совета научно-практического журнала «Время колтюбинга», один из самых активных авторов нашего издания. Из-под его пера регулярно выходят замечательные статьи, которые знакомят читательскую аудиторию с новейшими технологиями нефтегазового сервиса. Огромный жизненный и профессиональный опыт Ю.А. Балакирова, его прорывные идеи способствуют тому, чтобы нефтегазовый сервис России и СНГ становился более сильным, вооруженным знаниями, экологичным.

Редакционный коллектив журнала «Время колтюбинга» сердечно поздравляет юбиляра.

Дорогой Юрий Айрапетович!

С юбилеем Вас!

Крепкого здоровья Вам, оптимизма, вдохновения, новых целей и сил для их достижения, взаимопонимания и любви близких, новых талантливых учеников!

Пусть осуществится всё, что Вами задумано!

Мы Вас любим!

Команда «Времени колтюбинга»: Г.А. Булыка, гл редактор, В.В. Шкляник, коммерческий директор, В.В. Андреев, научный редактор, Н.А. Михеева, ответственный секретарь ☺

The creative legacy of Balakirov includes:

- monographs: 24;
- scientific and technical publications: over 300;
- inventions and patents: Over 160.

Yu.A. Balakirov founded a scientific school, trained 11 candidates of science and 3 doctors of science in specialization "Development of O&G Fields", 3 candidates of science (doctors of philosophy) work at the fields of Syria and Cuba, 2 doctors of science work in China and in Syria, the rest render services to Russia, Belarus, Uzbekistan and Azerbaijan.

In 1997–2001 Yu.A. Balakirov was elected by Chinese administration as deputy editor-in-chief of an international O&G journal published in Chinese, English and Russian.

He is the Honored Master of Science and Engineering and was commended by many medals and orders including a medal For Valorous Labor at the time of Great Patriotic War of 1941–1945, the Honorary Oiler of the USSR and Ukraine.

He is a member of the Academy of Mining Science, the Ukrainian O&G Academy of Science and International Academy of Science of High School. The innovation technologies developed by Yu.A. Balakirov were introduced on the fields of Poland, Russia, Bulgaria, Turkmenistan, Syria, China, Iraq, the USA.

The hero of the anniversary keeps on expanding and replenishing the innovation decisions, working as deputy director of science and technology at Yug-Neftegaz. Yuri Airapetovich is a member of the editorial board of scientific and practical journal "The Coiled Tubing Times", one of the most active authors of our editions. He regularly publishes remarkable articles on new technologies of O&G service. His enormous life and professional experience and breakthrough ideas contribute to the O&G service of Russia and CIS making it stronger, more knowledge intensive and environmentally friendly. The editorial board of "The Coiled Tubing Times" heartily greets the jubilee.

Dear Yuri Airapetovich!

We greet you on the jubilee!

We wish you strong health, optimism, inspiration, new goals and powers to achieve them, love and mutual understanding of close people, new talented students!

May all plans and ideas come true!

We love you a lot!

The team of The Coiled Tubing Times:

H.A. Bulyka, editor-in-chief

V.V. Shklianik, commercial director

V.V. Andreev, science editor

N.A. Mikheeva, executive secretary ☺



КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК, РАБОТАЮЩИХ В МИРЕ

75%

НАМИ ПРОИЗВЕДЕНО



Fidmash®



220033, Belarus, Minsk, Rybalko str. 26
Tel.: +375 17 298 24 17 Fax.: +375 17 248 30 26
e-mail: fidmashsales@nov.com, www.fidmashnov.by
Representative office in Russia LLC "FIDservice",
tel.: +7 (916) 281 15 53

НАМИ ПРОИЗВЕДЕНО

75%

КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК, РАБОТАЮЩИХ В СНГ



КАБЕЛЬНОЕ СПУСКО-ПОДЪЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

NOV ASEP Elmar
ПАРТНЕРСТВО ВО ИМЯ РАЗВИТИЯ

- Головка для регулировки закачки смазки Enviro™



**Модуль управления
"E-Lite" серии 5**

- Шаровой контрольный клапан

- Выпускной клапан
- Ловитель инструмента

- Секции лубрикатора

- Ловушка для инструмента

- Переходник для экспресс-испытания

- Лёгкий клапан для кабеля

**«Лёгкий» клапан
для кабеля**

- Устьевой переходной фланец

- Переходник для всасывания



**Плашка
конструкции
Q-Guide™**



www.nov.com/asepelmar

ELMAR - ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

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



FIDMASH - ГОЛОВНОЙ ОФИС В МИНСКЕ

ул. Рыбалко, 26, Минск, 220033, Республика Беларусь
тел.: +375 (17) 298-24-18, факс: +375 (17) 248-30-26
e-mail: info@fid.by



ООО «ПАКЕР СЕРВИС»



- Услуги по заканчиванию скважин
- Канатные услуги и ГДИ
- Инструмент для ликвидации аварий
 - ГНКТ и азотные обработки
- Ремонтно-изоляционные работы
- Супервайзинг в области ТКРС и освоения

www.packer-service.ru
info@packer-service.ru

Офис в Москве,
тел./факс: +7 (495) 663-31-07

Офис в Сургуте,
тел.: +7 (3462) 236-490

Юбилей Любови Абдулаевны МАГАДОВОЙ

Jubilee of Lubov Abdulayevna MAGADOVA

Свою юбилейную дату 27 февраля 2013 года отпраздновала Любовь Абдулаевна Магадова – доктор технических наук, профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, директор научно-образовательного центра «Промысловая химия», технический директор ЗАО «Химеко-ГАНГ», научный консультант журнала «Время колтюбинга».

Любовь Абдулаевна родилась в 1953 году. В 1975 году окончила Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина по специальности «технология основного органического и нефтехимического синтеза» и поступила на работу в Научно-исследовательский институт органических полупродуктов и красителей (НИОПиК). Ряд лет являлась старшим инженером на Долгопрудненском химическом заводе тонкого органического синтеза (ДХЗ ТОС). В течение 20 лет работала во Всесоюзном нефтегазовом институте (ВНИИнефть), а затем РМНТК «Нефтеотдача». Начала с должности младшего научного сотрудника в лаборатории вскрытия пласта, стала позднее заведующей сектором физико-химических исследований. Защитила кандидатскую диссертацию на тему «Совершенствование технологии гидравлического разрыва пласта на основе разработки рецептур термостабильных гелеобразующих жидкостей разрыва для низкопроницаемых терригенных коллекторов Западной Сибири» по специальности «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

В 1999 году стала заместителем, а в 2006 году – техническим директором ЗАО «Химеко-ГАНГ». Основным видом деятельности предприятия является выпуск химических реагентов для нефтегазодобычи.

С 1999 года Любовь Абдулаевна работает в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, с 2001 года – заместитель директора Института промышленной химии при РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, в настоящее время директор научно-образовательного центра «Промысловая химия», с 2009 года – профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности.

Лауреат премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники (2000 год).



On February 27, 2013 the scientific community celebrated the jubilee of Lubov Abdulayevna Magadova, Doctor of Technical Science, Professor of the Chair of Chemical Substances Technology for Oil and Gas Industry at Gubkin Russian State Oil and Gas University, director of scientific and educational center "Industrial Chemistry", technical director of Khimeko-Gang CJSC, scientific consultant of the Coiled Tubing Times.

L.A. Magadova was born in 1953. In 1975 she graduated from Moscow Institute of Petrochemical and Gas Industry, where she studied the technology of organic and petrochemical synthesis. The very same year she was employed by Organic Intermediate Products and Colorants R&D Institute. For several years she worked at Dolgoprudnensk Chemical Plant of Fine Organic Synthesis. Then, for 20 years she was an employee of All-Union Oil and Gas Institute and Nedteotdacha Scientific and Technical Complex. She started from the position of junior researcher of drilling-in laboratory and later became the head of the sector of physical and chemical researches, where she defended the thesis: "Improvement of technologies of fracturing on the basis of developing the recipes of heat-proof gel-forming fracturing liquids for low-permeability terrigenous reservoirs of Western Siberia".

In 1990 she became a deputy director and in 2006 a technical director of Khimeko-GANG CJSC. Its main type of activity was creation of chemical reagents for O&G production.

In 1999 she was employed by I.M. Gubkin Russian State Oil and Gas University. In 2001 she became



В 2007 году защитила докторскую диссертацию на тему «Разработка жидкостей разрыва на водной и углеводородной основах и технологий их применения для совершенствования процесса гидравлического разрыва пласта» по специальности «коллоидная химия и физико-химическая механика».

Автор более 130 научных работ, 38 патентов на изобретение. Область научных интересов – промышленная химия, реагенты и технологии для интенсификации добычи нефти, повышения нефтеотдачи пласта, подготовки нефти.

Л.А. Магадова участвовала в разработке и внедрении ряда реагентов для технологий повышения нефтеотдачи пласта и увеличения производительности скважин. Разработанные реагенты: жидкости для гидравлического разрыва пласта на углеводородной и водной основах, кислотные композиции для обработок терригенных и карбонатных коллекторов, водоизолирующие составы и жидкости глушения для ремонта скважин применяются в различных нефтегазодобывающих предприятиях как в России (Западная Сибирь, Татарстан, Коми, Оренбургская область, Ставропольский край, Краснодарский край и др.), так и в республиках СНГ (Казахстан, Беларусь, Украина, Туркменистан).

Дорогая Любовь Абдулаевна!

Редакция журнала «Время колтюбинга» сердечно поздравляет Вас с юбилеем!

Вы являетесь признанным авторитетом в области промышленной химии, всегда открытым для наших вопросов научным консультантом, одним из самых активных авторов «Времени колтюбинга».

Ваши статьи украшают страницы журнала и вызывают неизменный интерес у читательской аудитории – специалистов нефтегазового сервиса. Вы – ярчайший представитель прикладной науки, плоды Ваших трудов помогают извлекать из земных недр самые потаенные углеводородные сокровища. Вы делаете Россию богаче и сильнее. Вы, Любовь Абдулаевна, одна из тех российских женщин, на которых страна может положиться, которые поддержат ее, а придется – и спасут.

С днем рождения Вас!

Всего Вам самого доброго: крепкого здоровья, сил для новых достижений, ярких идей!

И пусть всегда и везде окружает Вас то, что звучит одинаково с Вашим красивым именем – ЛЮБОВЬ!

Команда «Времени колтюбинга»: Г.А. Булыка, гл редактор, В.В. Шкляник, коммерческий директор, В.В. Андреев, научный редактор, Н.А. Михеева, ответственный секретарь ☉

a deputy director of the Institute of Industrial Chemistry at I.M. Gubkin Russian State Oil and Gas University. In 2009 she was appointed professor of the chair of technologies of chemical substances for O&G industry. At the moment she is a director of the Industrial Chemistry Scientific and Educational Center.

Magadova is a laureate of the Premium of the Government of Russian Federation in Science and Technologies (2000).

In 2007 she defended the doctoral thesis "Developing of water and hydrocarbon fracturing liquids and technologies of their application for improvement the fracturing process".

She is an author of 130 scientific studies, 38 invention patents. The sphere of her scientific interests includes industrial chemistry, reagents and technologies for stimulation of oil recovery, production enhancement and oil preparation.

She took part in the development and launch of reagents for production enhancement and well productivity breakthrough technologies. She developed the following reagents: liquids for water and hydrocarbon fracturing, acid compositions for treating terrigenous and carbonate collectors, water isolation compositions and killing liquids for well service. They are applied by various O&G producers in Russia (Western Siberia, Tatarstan, Komi, Orenburg Region, Stavropol Territory, Krasnodar Territory, etc.), and CIS (Kazakhstan, Belarus, Ukraine, Turkmenistan)

Dear Lubov Abdulayevna!

The editorial board of The Coiled Tubing Times heartily greets you on the jubilee! You are a recognized authority in the field of industrial chemistry, a consultant, who is always open for scientific counseling, and one of the most active authors of the Coiled Tubing Times.

Your articles crown the issues of the journal and trigger a wide interest of the audience, specialists of O&G service. You are a bright example of the applied scientist helping to recover the subsurface hydrocarbon treasures. You are making Russia richer and stronger. Lubov Abdulayevna, you are one of those women, on whom the nation can rely, who can support the country and save it even in hard times.

Happy Birthday!

We wish you the best things: strong health and force for new achievements and bright ideas!

Let your life be surrounded by things that are in accord with your beautiful name, which means LOVE!

The team of the Coiled Tubing Times: H.A. Bulyka, editor-in-chief, V.V. Shklyanik, commercial director, V.V. Andreev, science editor, N.A. Mikheeva, executive secretary ☉

ТЕЗИСЫ ОСНОВНЫХ ДОКЛАДОВ 13-й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

ВЫПУСК 2*

ABSTRACTS OF THE MAIN REPORTS MADE DURING THE 13TH INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL COILED TUBING TECHNOLOGIES AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

ISSUE 2*

ОСВОБОЖДЕНИЕ АВАРИЙНОГО ЛИФТА НКТ С ПОМОЩЬЮ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОГО ТРУБОРЕЗА НА ГНКТ. ОПЫТ РАБОТ

В.А. Трегубов, П.Ю. Потапов (ТНК-ВР «Оренбургнефть»);
Б.Ф. Кузичев, А.В. Байрамов, М.А. Лобов, К.В. Бурдин («Шлюмберже»)

В данном докладе рассматривается успешный опыт применения ГНКТ компании «Шлюмберже» для ликвидации прихвата лифта НКТ на Гаршинском нефтяном месторождении ТНК-ВР «Оренбургнефть». Эта операция была выполнена комплексно за две СПО: фрезерование стоп-кольца торцевым фрезом и отрезание прихваченного лифта НКТ диаметром 73 мм при помощи КНБК, оснащенной гидромеханическим труборезом. Впоследствии прихваченный УЭЦН был успешно извлечен из скважины с использованием УБТ и ловильной компоновки, оснащенной овершотом.

Отрезание НКТ может быть выполнено множеством различных способов, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки, а также значительно отличается от других по стоимости. На сегодняшний день наиболее распространен способ кумулятивного «отстрела» НКТ силами геофизических организаций. Это недорогой, быстрый и достаточно эффективный метод, который широко применяется на месторождениях «Оренбургнефть». Другими методами, доказавшими свою эффективность, являются химическая и абразивная резка. Метод механической резки был предложен к применению исходя из его существенных преимуществ. Это наиболее чистый срез без развальцовки и заусенцев, позволяющий избежать фрезерования места резки перед использованием ловильного инструмента, отсутствие абразивного материала в затрубном пространстве НКТ/обсадная колонна, препятствующего извлечению прихваченного оборудования, нечувствительность к скважинным условиям, способность контролировать успешность резки, высокий процент успешности операций, преимущества спуска на ГНКТ. В результате значительно сокращается цикл ремонта аварийной скважины, так как удается избежать дополнительных СПО, выполняемых бригадами КРС. Также необходимо отметить, что в данном случае отрезание НКТ было возможно лишь после фрезерования препятствия, т.е. данная работа могла быть выполнена исключительно с использованием установки ГНКТ.

Для компании «Шлюмберже» механическая резка применялась впервые в России. На сегодняшний день также успешно выполнены 2 операции по отрезанию НКТ 89 мм в ситуациях с прихватом пакера.

RELEASE OF TUBING WITH STUCK ESP ASSEMBLY BY COILED TUBING WITH HYDROMECHANICAL CUTTER. OPERATIONAL EXPERIENCE

V.A. Tregubov, P.Yu. Potapov (TNK-BP Orenburgneft);
B.F. Kuzichev, A.V. Bairamov, M.A. Lobov, K.V. Burdin (Schlumberger)

The paper is about successful implementation of tubing cutting technology performed by Coiled Tubing department of Schlumberger. The job result is releasing of stuck tubing with ESP assembly at Garshinskoe oilfield of TNK-BP Orenburgneft. The operation was done in complex and included two runs: milling of no-go ring by junk mill and subsequent cutting of 73 mm (2-7/8 in.) tubing by bottomhole assembly equipped with hydromechanical cutter. Afterwards the ESP was successfully retrieved by workover crew using drill pipe and overshot.

Tubing severing can be done by bunch of different methods. Every method has its advantages and disadvantages, along with absolutely different pricing. Nowadays the most usable method is explosive cutting, which normally has done by wireline organizations. The explosive cutting is cheap, fast and quite effective method which is widely used by TNK-BP Orenburgneft. Other effective options are chemical and abrasive cutting.

Mechanical cutting was proposed to TNK-BP because of many inherent advantages: the most clear cut without any burrs or flaring (no need to perform additional workover run in order to mill across the cut before overshot usage), absence of abrasive material in tubing/casing annulus (which could worsen the stuck situation), tolerance to well conditions, ability to confirm success of cutting, overall high degree of success and all advantages of CT conveyance. As a results repair time would be considerably decreased because of the absence of additional workover runs. However, in this case cutting itself could be done only after milling of restriction. That operation could be done exclusively by coiled tubing.

Hydromechanical cutting was done at the first time for Schlumberger in Russia. Nowadays two more operations were performed at 89 mm (3-1/2 in.) tubing in wells with stuck packer.

* Выпуск 1 был опубликован в журнале «Время колтюбинга» № 4 (42) за 2012 год
Issue 1 was published in the Coiled Tubing Times № 4 (42) for 2012



Применение предложенной технологии позволило ТНК-ВР получить альтернативное высокоэффективное решение для ликвидации аварий при осложненных скважинных условиях (наличие препятствий, АСПО, отложения на НКТ, кривизна скважины). Полученный опыт может быть успешно применен во многих схожих ситуациях на других месторождениях при прихватах НКТ или БТ.

СИСТЕМА IntelleCT КОМПАНИИ EWS

Мартин Хемскерк, Марсел Бос и Юрий Нагорняк (ООО «ЕВС»)

В докладе описываются назначение системы и принципы ее эксплуатации. По мере повышения рыночного спроса на услуги бурения требования к скважинам становятся все более сложными. Для обеспечения экономичной разработки скважин требуются точные внутрискважинные работы. При операциях с колтюбингом важным моментом является точное определение местоположения компоновки низа бурильной колонны (КНБК), контроль работы и показателей компоновки. Использование устройств регистрации данных, позволяющих записывать глубину, устьевое давление, давление и производительность закачки, позволяет повысить качество операций и в конечном итоге повысить производительность скважин. Сложным моментом является обеспечение высокого качества оперативных забойных данных, которое позволит устранить многие неопределенности.

Компания «ЕВС» в сотрудничестве с Coil Services BV разработала систему IntelleCT. Специально разработанная КНБК передает данные через проводящий кабель IntelleCT, находящийся внутри колтюбинговой колонны. Он обеспечивает передачу оперативных данных на поверхность во время проведения работ.

Преимуществами системы является возможность контроля абсолютной глубины, а также забойных условий (давления и температуры) с помощью каротажных датчиков и датчиков локатора муфтовых соединений. Компоновку IntelleCT можно использовать с любым стандартным колтюбинговым инструментом или компоновками электрического каротажа. Следовательно, при проведении геофизических исследований, цементометрии или перфорации пропадает необходимость в каротажном кабеле. При работе в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах пропадает необходимость в использовании забойных тракторов. По сравнению со стандартными каротажными системами на колтюбинге данная система не вносит ограничений при проведении операций. Эта система успешно используется в Европе и на месторождения Северного моря и обеспечивает значительные преимущества для нефтегазовых операторов.

ПРОВЕДЕНИЕ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП ПО ТЕХНОЛОГИИ BPS (BURST PORT SYSTEM)

С.А. Заграничный (Trican Well Service)

В поисках методов оптимизации бурения и заканчивания нефтегазовых скважин с применением систем для многозонального гидроразрыва пласта за последние

Implementation of proposed technology allows TNK-BP to get alternative high-effective solution to remedy wells with complicated conditions (restrictions, paraffin, scale, deviation). Experience received would be very beneficial to implement in wells with similar problems at other wellsites in case of tubing or drillpipe stuck.

THE EWS IntelleCT SYSTEM

Martijn Heemskerk, Marcel Bos and Yuri Nagorniak (EWS LLC)

The paper describes the function and use of the system.

The wells drilled today are becoming more complex and challenging to be able to extract oil and gas. Precise work-over and well interventions are in demand to economically produce these wells. With any Coiled Tubing (CT) operation, it is paramount to know the precise position of the Bottom Hole Assembly (BHA) and to monitor its operation and performance. Using a surface data logging system that is recording depth, well head pressure, pump pressure and rates has improved operations and ultimately improving production. The difficult task is to get high quality real-time data from down hole, eliminating many uncertainties. EWS has developed in cooperation with Coil Services BV the IntelleCT System. The custom built BHA transmits data through a special conductive "IntelleCT Cable" which is installed inside the CT. This allows real-time data to be transferred to the surface during coil operations.

Absolute depth control through the use of Gamma Ray and Casing Collar Locator sensors and precise monitoring of the down hole conditions (pressure and temperature) are benefits of this system. The IntelleCT BHA can be connected to any conventional CT Tool or any electric logging BHA. Therefore as Production logging, cement bond logs or perforating can eliminate the need for wireline. In highly deviated or horizontal wells, this could eliminate the need for E-Line tractors. The system has been developed such that it doesn't add any limitations to CT operations as conventional CT logging systems do. The system has been used throughout Europe and the North Sea with great success and provided tangible benefits for oil and gas operators.

PERFORMING OF MULTI-STAGE COILED TUBING FRACTURING WITH BPS (BURST PORT SYSTEM) TECHNOLOGY UTILIZATION

S.A. Zagranichny (Trican Well Service)

Methods of drilling and completion of oil and gas wells with application of multi-stage hydraulic

годы сделан значительный прорыв. За это время в качестве опытно-промышленных работ было опробовано множество технологий. Сложности в реализации таких проектов комплексные: начиная от построения геологических моделей, просчета гидродинамических характеристик для выбора наиболее подходящей траектории и числа этапов ГРП, технико-технологической оптимизации многоэтапного ГРП под конкретные условия, до оптимизации финансовых затрат и выбора наиболее эффективной экономической модели, завязанной в первую очередь на добычу сырья.

Инновацией на рынке ГРП в 2012 году по праву можно считать технологию многостадийных ГРП – BPS™ компании ООО «Трайкан Велл Сервис». Сущность технологии заключается в том, что гидравлически активируемые муфты BPS™ являются частью обсадной колонны. Активация муфт и выполнение ГРП происходит через специальную пакерную компоновку C2C™, разработанную для работы в паре с разрывными муфтами. Спуск пакерной компоновки C2C™ осуществляется на НКТ или комбинации ГНКТ/НКТ.

Планирование технологии осуществляется на стадии планирования бурения, подбирается диаметр обсадной колонны и муфты BPS™, учитывается глубина спуска, выбирается давление активации разрывных портов муфты (25–60 МПа), выбирается тип муфт (цементируемые/не цементируемые). Непосредственно на скважине муфта накручивается на обсадную колонну без применения дополнительного оборудования, в компоновку включаются заколонные пакеры. После спуска обсадной колонны и активации заколонных пакеров в скважину спускается пакерная компоновка C2C™. Позиционирование пакера происходит по локатору муфт (составная часть пакера). Пакер герметизирует муфту с двух сторон. Конструкция пакера имеет специальный «фрак-порт», через который происходит подача жидкости и проппанта. Сначала пакер опрессовывается в «глухой» части обсадной колонны, затем смещается на зону муфты. При подаче жидкости и создании определенного давления происходит разрыв портов муфты и жидкость с проппантом подается в пласт. По завершении продавки проппанта в пласт пакер смещается выше по колонне в «глухую» часть, где происходит обратная циркуляция для полной отчистки «фрак-порта» и НКТ. По завершении промывки пакер смещается выше к интервалу следующей муфты. Тоннаж ГРП на муфту BPS™ не ограничен.

После завершения всех операций и извлечения пакера в эксплуатационной колонне не остается проппанта – нормализация забоя и промывка скважины не требуются. Нужно отметить, что неоспоримым преимуществом является тот факт, что диаметр обсадной колонны остается полнопроходным, так как внутренний диаметр муфты равен диаметру колонны. Нет необходимости в разбуривании и извлечении конструктивных элементов компоновки (седла, шары), поскольку в данной технологии они отсутствуют.

На сегодняшний день в РФ проведено порядка 16 скважин ГРП с применением данной технологии. Первый пилотный проект на территории РФ был реализован на Самотлорском месторождении дочернего общества ТНК-ВР

fracturing (HF) systems have been significantly advanced during the recent years. A large number of various technologies have been tested in the framework of pilot projects. The difficulties connected with such projects are complex: starting from reservoir characterization, estimation of fluid-bearing characteristics for selection of the most suitable trajectory and number of HF stages, engineering and technological optimization of multi-stage HF according to specific conditions, on out to cost optimization and selection of the most effective economic model connected primarily with raw materials extraction.

BPS™ multi-stage HF technology developed by Trican Well Service Ltd. can be justly considered as one of the main innovations on HF market in this year. The main point of the technology is that hydraulically actuated BPS™ collars form the part of casing string. Activation of collars and realization of HF is performed through a special C2C™ packer assembly designed to operate in combination with collars containing pre-milled ports. Lowering of C2C™ packer assembly is performed using a tubing string or a combination of coiled tubing/tubing string.

Planning of technology implementation starts on the stage of drilling design. During this stage the diameter of casing string and BPS™ collar is chosen, the activation pressure (3,625–8,700 psi) for collar's burst ports is selected and the type of collars (cemented/non-cemented) is picked. At the wellsite a collar is mounted on casing string without utilization of extra equipment, casing packers are inserted into assembly. After casing string is run into well and casing packers are activated, C2C™ packer assembly is also lowered into well. Packer positioning is controlled by casing collar locator (packer's component). Packer pressurizes the collar from both ends. Packer's design comprises a special «frac port», through which fracturing fluid and proppant is injected. At first, packer is pressurized in the «dead-end» part of casing string, after that it is moved to collar zone. Shortly afterwards the injection of fracturing fluid is started. The BPS™ collar is pressured up causing the ports to burst at their designated pressure point, and allowing the fracturing fluid to be pumped into formation. After the injection of proppant into formation is over, the packer is moved upwards to the «dead-end» of the casing string where reverse circulation is performed in order to completely clean out the «frac port» and the tubing string. After cleanout process is finished, the packer is moved up towards the next collar. HF tonnage for BPS™ collar is unlimited.

After all operations are over and the packer is pulled out of hole, no proppant remains inside the production string. There is no need in bottomhole cleaning and well cleanout. It should be mentioned

«Самотлорнефтегаз». ГРП на новых скважинах и скважинах ЗБС с обсадной колонной 114 мм с совместным использованием двух систем BPS™ и C2C™ со спуском на НКТ. Всего на текущий момент выполнено 7 скважин с 5–7 этапами на одну скважину. Средний объем проппанта составил 30 т на одну зону.

Следующим этапом развития технологии в РФ планируется спуск компоновки и проведение ГРП с применением ГНКТ с типоразмером 73 мм в комбинации с НКТ (что является стандартной операцией в Северной Америке). Стандартный барабан ГНКТ позволяет вместить около 1500 м гибкой трубы типоразмером 73 мм, поэтому для достижения нужных глубин требуется соединение с НКТ такого же диаметра с помощью специально разработанного для такой операции вращающегося переводника. Длины ГНКТ тем не менее достаточно для проведения СПО в горизонтальном интервале без потерь времени на СПО с обычными НКТ. Более того, устьевое оборудование ГНКТ позволяет осуществлять контроль давления в скважине при проведении последовательных ГРП и операций по циркуляции, что особенно важно на скважинах с высоким пластовым давлением.

ПЕРВЫЙ ОПЫТ КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ДЕПРЕССИИ В РУП «ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ «БЕЛОРУСНЕФТЬ»

Н.А. Демяненко, Ю.А. Бутов, А.Н. Богатко, П.В. Ревяков
(БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»)

Факторы, обусловленные необходимостью объективной оценки характеристик и качественного вскрытия продуктивных пластов, а также снижения вероятности осложнений при заканчивании скважин на месторождениях Республики Беларусь, определили курс РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» на развитие технологии колтюбингового бурения скважин на депрессии.

Для реализации этой технологии мировые лидеры нефтесервисного рынка сегодня используют крупные дорогостоящие комплексы оборудования, позволяющие выполнять работы в широком спектре геолого-технических условий различных регионов планеты. С учетом истощенности нефтяных месторождений Республики Беларусь, находящихся на поздней стадии разработки, в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» на данном этапе была разработана и успешно апробирована технология колтюбингового бурения на депрессии, исключая необходимость использования специализированных элементов циркуляционной системы и противовыбросового оборудования для спуска КНБК в скважину под давлением. При бурении была использована разработанная схема обвязки оборудования, позволяющая создавать депрессию на пласт путем азотирования нефти как в скважине через дополнительное кольцевое пространство между обсадной и лифтовой колоннами, так и непосредственно в элементах циркуляционной системы

that one of the main advantages of this technology is connected with the fact that casing string diameter remains internal flush since the collar ID is equal to string diameter. There is no need in drilling-out and removal of packer's structural units (balls, saddles) since the technology is free of them.

Up to date in Russian Federation 16 HF operations have been performed with utilization of new technology. The first pilot project on the territory of Russian Federation was implemented at Samotlorskoe field of TNK-BP Samotlorneftegas. HF operations are performed in new wells and sidetracks with casing string of 4-1/2 in. Both BPS™ and C2C™ are used jointly. As of current date a total of seven wells (5–7 stages per well) have been stimulated with the help of new technology. The average volume of proppant has amounted to 30 tons per zone.

The next planned stage of technology development on the territory of Russian Federation will be connected with lowering of packer assembly and performing of HF with utilization of 2-7/8 in. coiled tubing in combination with tubing string (which is a standard operation in North America). Standard reel allows to have around 1,500 m (4,920 ft) of 2-7/8 in. coiled tubing spooled on it. That's why in order to reach required depths it is necessary to connect coiled tubing with a tubing string of the same diameter with the help of custom designed rotating sub. Nevertheless, the length of coiled tubing is enough for trips in horizontal intervals without loss of time associated with standard tubing strings. Moreover, coiled tubing wellhead equipment allows monitoring of downhole pressure during sequential HF and circulation operations, which is especially important for wells with high formation pressure.

FIRST EXPERIENCE OF UNDERBALANCED COILED TUBING DRILLING OF LATERAL HOLES AT RUP PO BELORUSNEFT

N.A. Demyanenko, Yu.A. Butov, A.N. Bogatko, P.V. Revyakov (BelNIPIneft, RUP PO Belorusneft)

The development of underbalanced coiled tubing drilling technologies at RUP PO Belorusneft is connected with the necessity of objective evaluation and high-quality drilling of formations, as well as avoidance of problems during completion of wells at the fields of Belarus.

In order to apply this advanced technology major oilfield service companies use large and expensive sets of equipment, which allow performing of drilling operations under various geological and technical conditions of different regions of our planet. Taking into account the depleted state of many mature oilfields on the territory

с последующей подачей газожидкостной смеси через колтюбинговую трубу на забой.

Всего были выполнены 2 скважинные операции с общим объемом бурения 118 м. В процессе вскрытия продуктивных отложений депрессия поддерживалась на уровне 1–5 МПа. Испытания технологии колтюбингового бурения с депрессией на пласт показали следующие ее преимущества по отношению к традиционной технологии первичного вскрытия:

- увеличение механической скорости проходки в карбонатных коллекторах в 2,5–3 раза;
- получение углеводородного сырья в процессе бурения;
- увеличение дебита скважины в 2 раза.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН, В ТОМ ЧИСЛЕ НА ДЕПРЕССИИ

С.А. Атрushkevich (СЗАО «Новинка»)

Система направленного бурения СНБ89 предназначена для управляемого бурения всех типов скважин, обеспечения контроля внутрискважинных параметров и определения положения КНБК в режиме реального времени.

СНБ89 может выпускаться в типоразмерах 73 мм, 76 мм или 89 мм и обеспечивает измерение, передачу, регистрацию и визуализацию следующих параметров: азимутального и зенитного углов, угла установки отклонителя, давления внутри КНБК, давления на забое, нагрузки на долото, вибрации, температуры и гамма-излучения.

СЗАО «Новинка» разрабатывает и изготавливает компоновки с электрическим и гидравлическим каналом связи. Система СНБ89 подтвердила свою работоспособность в ряде скважинных испытаний. В течение двух последних лет были пробурены 7 боковых стволов. Максимальная длина пробуренного бокового ствола составила 176 м.

Кроме СНБ89, предприятиями Группы ФИД может быть поставлен комплекс колтюбингового оборудования для направленного бурения, в том числе в условиях депрессии на продуктивный пласт: колтюбинговые установки, УСО, противовыбросовое оборудование, насосные установки и др.

БУРЕНИЕ НЕРЕНТАБЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ ПОМОЩИ КОЛТЮБИНГА, ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НА ЮЖНО-КИТАЙСКОМ МОРЕ

Норазан Б А Кадир (PETRONAS Carigali Sdn Bhd); Джон Ризал Джени («Шлюмберге»)

Установившиеся и относительно высокие цены на нефть и природный газ становятся причиной беспрецедентного уровня буровой активности и применения инновационных методов максимально возможных объемов углеводородов в минимальные сроки. Возросший спрос на традиционные буровые установки, используемые для выполнения программ бурения, подстегнули цены на их услуги и снизили общую доступность. Это привело к тому, что оправдать их применение на месторождениях с небольшими и падающими объемами добычи становится невозможно. Неразработанные ранее запасы этих

of Belarus, specialists of RUP PO Belarusneft have developed and successfully tested the technology of underbalanced coiled tubing drilling. This technology eliminates the need to use specialized elements of circulation system and blowout equipment during the process of bottomhole assembly (BHA) snubbing. Newly developed equipment hookup system was used during the process of drilling. It allows to create underbalanced conditions (by means of oil nitrogenization) both in the well (through annular space between production tubing and casing string) and in the elements of circulation system with subsequent injection of gas-liquid mixture using coiled tubing string.

Two (2) well intervention operations were performed with a total of 118 m (387 ft) drilled. Differential pressure during the process of pay zones drilling was maintained at the level of 1–5 MPa (145–725 psi). Field tests of underbalanced coiled tubing drilling technology showed a number of its advantages as compared to conventional drilling technology:

- penetration rate in carbonate reservoirs increased by 2.5–3 times;
- production of hydrocarbons takes place during the drilling process;
- well flow rate increased twofold.

UP-TO-DATE FACILITIES FOR DIRECTIONAL DRILLING OF WELLS, INCLUDING UNDERBALANCED DIRECTIONAL DRILLING

S.A. Atrushkevich (CJSC Novinka)

SNB89 Directional Drilling System is intended for controlled drilling of all well types, monitoring of downhole parameters and real-time BHA positioning.

SNB89 system can be manufactured with diameter of 2-7/8 in., 3 in. and 3-1/2 in. It provides for measurement, transmission, recording and visualization of the following parameters: azimuth and zenith angles, whipstock orientation angle, BHA internal pressure, bottomhole pressure, weight on bit, temperature, level of vibrations and gamma-ray activity.

SZAO Novinka develops and manufactures systems with both electrical and hydraulic communication channels. SNB89 system confirmed its efficiency in a number of well tests. Seven (7) laterals have been drilled with the help of this system in the last two years. The longest drilled lateral has a length of 176 m (577 ft).

Apart from SNB89 system the companies of FID Group are able to deliver a set of coiled tubing equipment for directional drilling (including underbalanced one): coiled tubing units, process

истощенных месторождений, остающиеся теоретически доступными, имеют такие объемы, что их разработка будет рентабельной только при использовании бережливых методик.

На многих месторождениях добывающие компании обходят (намеренно или ненамеренно) продуктивные зоны в процессе первичной разработки, фокусируясь лишь на самых лучших продуктивных интервалах. Доступ к обойденным ранее пластинчатым пластам может быть экономически привлекательным, однако таит в себе возможные опасности. Особенно это характерно для морских месторождений, где присутствуют старые морские платформы и эксплуатационные колонны «в возрасте».

Колтюбинговое бурение (КБ) еще только начинает проявлять себя в условиях морских месторождений. Множество одиночных проектов было реализовано в этом направлении. Однако стремления протестировать технологию на серии скважин для выяснения ее потенциальных возможностей никто никогда не проявлял. Месторождения в водах Южно-Китайского моря имеют огромное количество скважин, подходящих для проведения оценок и тестирования технологии КБ. Все они имеют инфраструктуру, которая (из-за глубины вод и морских условий эксплуатации) требует использования больших и дорогостоящих буровых установок для бурения или расконсервации скважин. Технически доступ к скважинам можно получить путем КБ с буровыми параметрами, типичными для других проектов, где применяется бурение на колтюбинге. К трудностям данного пилотного проекта можно отнести технические требования к оборудованию и установке последнего, эффективный выход из обсадной колонны, а также поддержание стабильности ствола в случае бурения и заканчивания без обсадки.

Основная цель данного пилотного проекта заключается в продвижении проверенной технологии на рынке шельфового бурения. КБ позволяет получать доступ к обойденным ранее небольшим запасам углеводородов экономически эффективным способом, а также предоставляет альтернативу традиционным методикам бурения. Скважины-кандидаты были выбраны согласно жесткому плану работ с целью невыхода за рамки обычных приложений КБ, что гарантировало бы возможность использования кривой обучения и полученной информации на протяжении всего проекта и достижения поставленных целей.

В работе будет дано описание процессов подготовки и выполнения работ по проекту (4 скважины в Южно-Китайском море), а также полученных результатов и сделанных выводов. Кроме того, будет предоставлена информация о второй фазе кампании по проведению КБ.

ВНУТРИСКВАЖИННЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РАБОТЫ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ И БОКОВЫХ СТОЛАХ

Ю.Н. Штахов («НПП «РостЭКтехнологии»)

В докладе рассказывается о новых разработках «НПП «РостЭКтехнологии», внутрискважинном инструменте

interface units, blowout equipment, pumping units, etc.

DRILLING THE UNECONOMICALLY OFFSHORE RESERVES WITH COILED TUBING, CASE HISTORY FROM SOUTH CHINA SEA

**Norazan B A Kadir (PETRONAS, Carigali Sdn Bhd);
John Rizal Jenie (Schlumberger)**

The sustained and relatively high value of oil and natural gas has resulted in an unprecedented level of drilling activity and implementation of innovative methods to recover as much hydrocarbon as possible, and as quickly as possible. The resulting demand for conventional drilling rigs for programs has forced the rates high and the availability low, making use of the units difficult to justify for use in declining fields with less significant amounts of recoverable product. The by-passed reserves remaining accessible in these depleted fields exist in volumes worthy of pursuit, but must be done economically.

In many fields, operators, either intentionally or unintentionally, bypass pay zones during initial development by focusing only on the best zones. Accessing bypassed thinly laminated formations can be economically attractive but poses several challenges, especially due to aged platforms and completion string in place, also offshore environment is adding its own challenges.

Coiled Tubing Drilling (CTD) has yet to establish itself in an offshore environment. Numerous one-off projects have been tried, but commitment was never made to a number of wells to see through the learning curve and realize the potential of the application. Offshore South China Sea have a huge quantity of candidates on existing installations, installations that, due to water depths and sub sea conditions require large, expensive rigs to drill or re-enter wells. Technically the wells can be accessed with coiled tubing with drilling parameters seen regularly in other projects. The challenges for this pilot project will be equipment specification and set up, efficiently exiting the casing, and management of wellbore stability in open hole drilling and completion techniques.

The main objective of this pilot project is to bring proven technology to offshore environment to access small bypassed reserves economically and provide an alternative to conventional drilling. The well candidates were selected with strict work scope to avoid going beyond the regular CTD application to ensure learning curve and lessons learned can be implemented throughout the project and achieve the objective.

This paper will described the preparation, execution, achievement and lessons learned from

для работы в боковых стволах УПГ-54 (устройство поворотное гидравлическое), ПКГ-54 (переводник кривой гидравлический), инструменте для исследования горизонтальных скважин SGK-45 (соединитель геофизический комбинированный).

Дается краткое описание вышеперечисленного инструмента, его характеристики и опыт применения.

ПРОХОЖДЕНИЕ СКВАЖИНЫМ ТРАКТОРОМ 15 562 МЕТРОВ В СКВАЖИНЕ С БОЛЬШИМ НАКЛОНОМ СТВОЛА. СЛУЧАЙ ИЗ ПРАКТИКИ

К. Кирсанов, А. Лямин, Р. Гусельников, Стефан Ефлунд, Алекс МакКей, Рик Крист (Welltec)

Вашему вниманию предлагается случай из недавней практики, в ходе которого был поставлен мировой рекорд по прохождению расстояния 15 562 м в наклонно-направленной скважине с помощью скважинного трактора компании Welltec® при доставке геофизических приборов и скважинной аппаратуры.

В апреле 2012 года в процессе бурения одной из скважин Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения произошел прихват буровой колонны, предположительно, на глубине 6950 м. Скважинный геофизический трактор использовался для доставки шашечной торпеды со взрывчаткой весом 2,5 кг в тротиловом эквиваленте с целью ликвидации прихвата. Такой способ доставки был обусловлен большим углом наклона ствола скважины, а также минимальным и максимальным проходными диаметрами буровой колонны (65 мм и 121 мм соответственно), которые делали трактор компании Welltec® типоразмера 2 1/8 дюйма единственно возможным средством, позволяющим обеспечить идеальный контроль глубины.

В общей сложности были проведены три спуско-подъемные операции, одна – с прибором-прихватоопределителем и две остальные – с шашечными торпедами, максимальная глубина доставки при этом составила 6936 метров. Как уже говорилось выше, это была наклонно-направленная скважина с максимальным углом 89 градусов и глубиной по стволу 7025 м. Глубина, с которой необходимо было использовать трактор для доставки приборов и оборудования, составляла около 2230 м. Первый спуск был завершен успешной инициацией торпеды на глубине 6936 м, расстояние, пройденное с помощью скважинного трактора, составило 4940 м. Так как в результате срабатывания первой шашечной торпеды освобождения буровой колонны не произошло, было решено провести второй спуск с прихватоопределителем. В результате в процессе второй СПО с помощью скважинного трактора было пройдено внушительное расстояние в 6833 м. Третий (и последний) спуск был доставкой еще одной шашечной торпеды с помощью трактора на глубину 5990 м.

С помощью трактора на этот раз удалось преодолеть 3789 м. В результате срабатывания торпеды буровые трубы были освобождены.

Данная операция поставила новый мировой рекорд по

this 4 wells pilot project in offshore South China Sea and what will be done in 2nd phase CTD campaign.

DOWNHOLE TOOLS FOR OPERATIONS IN HORIZONTAL AND LATERAL HOLES

Yu.N. Shtahov (RosTEKtehnologii)

New developments of NPP RosTEKtehnologii: UPG-54 downhole tool for operations in lateral holes (hydraulic rotating unit), PKG-54 (hydraulic bent sub), SGK-45 downhole tool for operations in horizontal holes (hermaphroditic geophysical connector).

The report includes short review of the above-mentioned equipment, description of their specifications and case records.

TRACTORING 15,562 METERS IN A HIGHLY DEVIATED WELL, A CASE STUDY

K. Kirsanov, A. Lyamin, R. Guselnikov, Stefan Eflund, Alex McKay, Rick Crist (Welltec)

This presentation will tell about a world record that was recently achieved in Russia for the longest distance tractored in a highly deviated well with utilization of Well Tractor®.

In April, 2012, a customer got stuck with the drill pipe at around 6,950 m (22,800 ft) depth while drilling a well in Yurkharovskoe NGKM field located in West Siberia. An e-line tractor was applied in this operation to convey the colliding tool with 2.5 kilos of TNT. The choice of conveyance technology was based on a highly deviated well (up to 89°) with a min. ID of 65 mm (2-4/7 in.) and a max. ID of 121 mm (4-3/4 in.), which made a 2-1/8 in. tractor ideal to operate through the deviation and provide accurate depth control during the operation.

Three runs were performed: one with a free point indicator tool and two with colliding tool being tractored to a max. depth of 6,936 m (22,756 ft), successfully detonating at every run. The well was highly deviated with max deviation 89° and TD of 7,025 m (23,048 ft). Tractoring start depth was at around 2,230 m (7,316 ft). On the first run, the Well Tractor® successfully tractored a distance of 4,940 m (16,207 ft) while detonating the colliding tool at a depth of 6,936 m (22,756 ft). Following this run with the Free Point Tool, because the pipe couldn't be pulled free after the colliding tool detonated, the Well Tractor® covered an impressive 6,833 m (22,418 ft) in one trip into well. The third and last run was also successful where 3,789 m (12,431 ft) were tractored, enabling to detonate the colliding tool at a depth of 5,990 m (19,652 ft). All drill pipes were then retrieved and pulled to the surface.

**CTT
WIC
2013**

IC TA
Intervention & Coiled Tubing Association

Coiled tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*


КОЛТЮБИНГ
НП «ЦРКТ»
NP CTDC

**14-я Международная научно-практическая конференция
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»**

**14th International Scientific and Practical
COILED TUBING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE**

**30 октября – 1 ноября 2013 года,
Россия, Москва, гостиница «Аэростар»
(Ленинградский проспект, 37, корпус 9, ст. метро «Динамо»)**

**Тематика технических секций
конференции:**

- Новые технологии повышения нефтеотдачи пластов;
- Интенсификация добычи нефти и газа, в том числе новые технологии проведения ГРП;
- Зарезка боковых стволов, в том числе с применением ГНКТ;
- Технологии и оборудование для разработки нетрадиционных источников углеводородов, в том числе для дегазации угольных пластов;
- Современные методы геофизического исследования скважин;
- Ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- Нефтепромысловая химия;
- Оборудование, материалы и инструмент для текущего и капитального ремонта скважин;
- Информационное обеспечение внутрискважинных работ.

**October 30 – November 1, 2013
Aerostar Hotel, Moscow, Russia
(Leningradskiy ave. 37, bld. 9, "Dinamo" subway station)**

**Technical sessions will focus
on the following topics:**

- Oil recovery enhancement technologies;
- Oil and gas production stimulation, including hydraulic fracturing technologies, and their performance evaluation;
- Sidetracking, including that with coiled tubing utilization;
- Technologies and equipment for unconventional hydrocarbons development, including coal bed devolatilization;
- Modern methods of geophysical well logging;
- Squeeze job in oil and gas wells;
- Oilfield chemistry;
- Equipment, materials and tools for well servicing and workover;
- Information support of well intervention operations.

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

Tel.: +7 916 512 70 54,
+7 499 788 91 24
Tel./fax: +7 499 788 91 19
E-mail: cttimes@cttimes.org,
www.cttimes.org



www.cttimes.org/ru/conference

суммарному расстоянию, пройденному в одной скважине с помощью скважинного трактора типоразмера 2 ½ дюйма в процессе доставки геофизических приборов и оборудования. В ходе выступления представлено более полное описание ее планирования и осуществления.

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕДОБЫЧЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Д.Л. Третьяков, Н.А. Демяненко, М.И. Галай, Д.В. Ткачев, В.С. Семенов, А.М. Атвиновский (БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»)

В последние годы колтубинговые технологии находят все более широкое применение в нефтедобыче при освоении скважин и выполнении геолого-технических мероприятий. В Республике Беларусь с применением колтубинга разработаны и адаптированы к геологическим условиям Припятского прогиба такие технологии, как освоение, исследование и интенсификация притока в каждом из стволов многоствольных скважин, обработка околоствольной зоны пласта с применением пенокислотных составов, селективная изоляция водопитока, промывки НКТ, восстановление забоя в нагнетательных скважинах.

В докладе отражены особенности каждой из перечисленных технологий и их эффективность.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ ОПЕРАЦИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕГАЗООТДАЧИ ПЛАСТОВ

Ю.В. Белугин (СЗАО «ФИДМАШ»)

В современных условиях основным средством повышения экономической эффективности нефтегазосервисных предприятий является освоение новых технологий при помощи современного оборудования, которое позволяет как осваивать новые сегменты рынка, так и снижать издержки при проведении операций. При этом организация эффективного взаимодействия между сервисной компанией и производителем оборудования позволяет ускорить и оптимизировать процесс внедрения новых технологий. В то же время наличие постоянной обратной связи позволяет СЗАО «ФИДМАШ» развиваться в направлении, которое соответствует ожиданиям клиентов.

В докладе представлены комплексы оборудования для выполнения современных высокотехнологичных операций по повышению нефтегазоотдачи пластов и ТКРС, геофизических исследований скважин, проведения гидроразрыва пластов и др.

Приведен обзор технологических возможностей нового оборудования, разработанного специалистами СЗАО «ФИДМАШ», а также представлены основные характеристики серийно выпускаемой техники. ☉

The operation set a world record for the longest distance tractored in one well with a 2-1/8 in. e-line tractor when it accumulated a total of 15,562 m (51,056 ft) tractored. This presentation will provide a detailed description of the tool planning, as well as job design and execution in a challenging working environment.

EXPERIENCE OF COILED TUBING TECHNOLOGIES IMPLEMENTATION FOR OIL PRODUCTION AT THE FIELDS OF PRIPYATSKIY DOWNFOLD

D.L. Tretyakov, N.A. Demyanenko, M.I. Galay, D.V. Tkachev, V.S. Semenov, A.M. Atvinovskiy (BelNIPIneft, RUP PO Belarusneft)

During the recent years coiled tubing technologies are used in the increasing number of applications, including oil production, well completions and production enhancement operations. In the Republic of Belarus a number of technologies have been developed with utilization of coiled tubing and adapted to geological conditions of Pripyatskiy downfold. Among them one can find completion, flow testing and production stimulation of multilateral wells, bottomhole formation zone treatments with utilization of foam-acid compositions, selective water zones isolation, tubing washout and bottomhole recovery of injection wells.

The report contains description of the above-mentioned technologies and their effectiveness.

EQUIPMENT FOR HIGH-TECH ENHANCED OIL RECOVERY OPERATIONS

Yu.V. Belugin (NOV FIDMASH)

Today the main method of increasing the economic efficiency of oil and gas service companies is mastering new technologies with the help of state-of-the-art equipment, which allows both developing of new markets and decreasing of operational expenses. Establishment of effective cooperation between service companies and equipment manufacturers enables acceleration and optimization of new technologies implementation. At the same time, the presence of sustained feedback allows NOV FIDMASH to develop itself in the direction determined by its customers.

The report describes equipment facilities that allow performing of up-to-date high-tech operations, including enhanced oil recovery, well servicing and workover, well logging, hydraulic fracturing operations, etc.

A review of technical capabilities of new equipment developed by the specialists of NOV FIDMASH is given. Specifications of industry-standard equipment are presented as well. ☉

220033, Беларусь, Минск, ул. Рыбалко, 26
Тел.: +375 17 298 24 17. факс: +375 17 248 30 26
E-mail: fidmashsales@nov.com, www.fidmashnov.by
Представительство в России «ФИДсервис»,
тел.: +7 (916) 281 15 53



Колтюбинговое,
азотное и насосное
оборудование
Coiled Tubing,
Nitrogen and Pumping
Equipment

NOV **Fidmash.**

Оборудование для ГРП
Fracturing Equipment



220033, Belarus, Minsk, Rybalko str. 26
Tel.: +375 17 298 24 17, fax: +375 17 248 30 26
E-mail: fidrtashsalest@nov.com, www.fidmashnov.by
Representative office in Russia LLC "FIDservice", tel.: +7 (916) 281 15 53

ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

ПРОВЕДЕНИЕ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП ПО ТЕХНОЛОГИИ BPS* (BURST PORT SYSTEM)

WELL COMPLETION TECHNIQUES

MULTI-STAGE FRACTURING WITH THE USE OF BPS* (BURST PORT SYSTEM) TECHNIQUE

Предлагаем вниманию наших читателей новый выпуск заочного «Семинара ВК». Материал подготовлен членом редакционного совета журнала **С.А. Заграничным**, техническим инженером-экспертом по ГНКТ компании **Trican Well Service**. Форма подачи представляет собой слайды презентации, сопровождающиеся комментарием автора.

New issue of Coiled Tubing Times distance seminar is offered to the readers. The material is prepared by **S.A. Zagranichny**, Member of the Editorial Board of the Coiled Tubing Times Project, Technical Engineer and CT Expert, **Trican Well Service**. The information is delivered in the form of Power Point presentation slides with the author's comments.

слайд 1

Технологии освоения скважин. Проведение многостадийного ГРП по технологии BPS* (Burst Port System)

В поисках методов оптимизации бурения и заканчивания нефтегазовых скважин с применением систем для многозонального гидроразрыва пласта за последние годы сделан значительный прорыв. За это время в качестве опытно-промышленных работ было опробовано множество технологий. Сложности в реализации таких проектов комплексные: начиная от построения геологических моделей, просчета гидродинамических характеристик для выбора наиболее подходящей траектории и числа этапов ГРП, технико-технологической оптимизации многоэтапного ГРП под конкретные условия, до оптимизации финансовых затрат и выбора наиболее эффективной экономической модели, завязанной в первую очередь на добычу сырья.

слайд 2

Технология «разрывных портов» BPS™

- Запатентованная система применялась свыше 3000 раз.
- Селективный ГРП с применением пакера чашечного типа (или двойной пакерной компоновки) C2C™ Straddle Cup tool



slide 1

Well completion techniques. Multi-stage fracturing with the use of BPS*(Burst Port System) technique

Over the recent years we witnessed a breakthrough in the methods of drilling optimization and well completion with the use of multi-zone fracturing systems. A lot of technologies have been pilot tested recently. The difficulties in implementation of such projects are multiple: beginning with geological modeling, calculating hydrodynamic characteristics to select the most suitable trajectory and number of fracturing stages, technical adaptation of multi-stage fracturing to specific conditions and ending with cost optimization and selection of the most efficient economic model with focus on production.

slide 2

Burst Port System (BPS)™

- A patented system that has been applied more than 3,000 times.
- Selective fracturing technique with the use of cup-type packer (or straddle packer assembly) — C2C™ Straddle Cup tool





Инновацией на рынке ГРП в 2012 году по праву можно считать технологию многостадийных ГРП - BPS™ компании ООО «Трайкан Велл Сервис». Сущность технологии заключается в том, что гидравлически активируемые муфты BPS™ являются частью обсадной колонны. Активация муфт и выполнение ГРП происходит через специальную пакерную компоновку C2C™, разработанную для работы в паре с разрывными муфтами. Спуск пакерной компоновки C2C™ осуществляется на НКТ или комбинации ГНКТ/НКТ.

слайд 3

Заканчивание скважин с выполнением многостадийного ГРП по технологии BPS™.
Заканчивание скважин по технологии BPS™ в обсаженном или открытом стволе

- Муфты с разрывными портами для проведения многостадийного ГРП
- Типоразмеры для хвостовиков 114 мм или 140 мм
- Порты BPS других диаметров также могут быть изготовлены
- Количество стадий не ограничено
- ГРП проводится с применением НКТ или ГНКТ
- Заканчивание может быть проведено единым стволом (monobore) или как хвостовик



Планирование технологии осуществляется на стадии планирования бурения, подбирается диаметр обсадной колонны и муфты BPS™, учитывается глубина спуска, выбирается давление активации разрывных портов муфты (25–60 МПа), выбирается тип муфт (цементируемые/нецементируемые).

слайд 4

Технология «разрывных портов» BPS™

- Обсадные трубы спускаются с накручиванием муфт прямо на скважине
- Стандартный «разбег» от 25 до 75 м



Непосредственно на скважине муфта накручивается на обсадную колонну без применения дополнительного оборудования, в компоновку включаются заколонные пакеры.

Trican Well Service's BPS selective fracturing technique became an innovation at the fracturing market in 2012. Hydraulically actuated BPS collars are part of the casing. Actuation of collars and fracturing is done through a special C2C™ packer assembly that was designed to operate with burst port collars. The C2C™ packer assembly can be run in hole on tubing or a combination of coiled tubing/tubing.

slide 3

Well completion with multi-stage fracturing using BPS™ technique.

Well completion using BPS™ technique in a cased hole or an open hole

- Burst port collars for multi-stage fracturing
- Standard sizes for liners 114 mm or 140 mm
- BPS ports of other diameters can be produced
- Number of stages is not limited
- Fracturing is done with the use of tubing or coiled tubing
- There is a possibility for monobore completion or liner completion



The technique should be planned at the stage of drilling planning. One needs to choose the diameter of the casing and BPS collar with account of running depth, actuation pressure for the burst ports (25–60 МПа) and type of collars (cementable/non-cementable).

slide 4

Burst Port System (BPS™)

- Collars are attached to the casing right on the well
- Standard distance is from 25 to 75 m

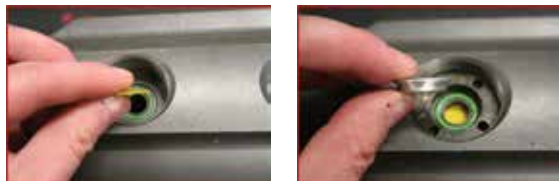


The collar is attached to the casing right on the well without using additional equipment. Casing packers are included into the assembly.

слайд 5

Технология «разрывных портов» BPS™

- Разрывные диски с различной толщиной, спроектированные под условия конкретной скважины/пласта
- Давление на разрыв варьируется от 25 до 70 МПа
- Открытие порта в пределах +/- 2 МПа



слайд 6

Технология «разрывных портов» BPS™

- ГРП проводится с применением сдвоенной пакерной компоновки C2C™ Straddle Cup tool
- Компоновка включает циркуляционный клапан, локатор муфт, два датчика давления
- Стандартный барабан – около 1500 м ГНКТ 73–82,6 мм. Требуется соединение с НКТ такого же диаметра с помощью специально разработанного вращающегося переводника
- Длины ГНКТ достаточно для проведения СПО в горизонтальном интервале без потерь времени на СПО с обычными НКТ



После спуска обсадной колонны и активации заколонных пакеров в скважину спускается пакерная компоновка C2C™. Позиционирование пакера происходит по локатору муфт (составная часть пакера). Пакер герметизирует муфту с двух сторон. Конструкция пакера имеет специальный фрак-порт, через который происходит подача жидкости и проппанта. Сначала пакер опрессовывается в «глухой» части обсадной колонны, затем смещается на зону муфты. При подаче жидкости и создании определенного давления происходит разрыв портов муфты и жидкость с проппантом подается в пласт. По завершении продавки проппанта в пласт пакер смещается выше по колонне в «глухую» часть, где происходит обратная циркуляция для полной очистки фрак-порта и НКТ. По завершении промывки пакер смещается выше к интервалу следующей муфты.

Длины ГНКТ достаточно для проведения СПО в горизонтальном интервале без потерь времени на СПО с обычными НКТ. Более того, устьевое оборудование ГНКТ позволяет осуществлять контроль давления в скважине при проведении последовательных ГРП и операций по циркуляции, что особенно важно на скважинах с высоким пластовым давлением.

slide 5

Burst Port System (BPS™)

- Burst port membranes have different thickness, designed for specific conditions of a specific well/reservoir
- Burst pressure vary from 25 to 70 MPa
- Ports burst out within the pressure limits of +/- 2 MPa



slide 6

Burst Port System (BPS™)

- Fracturing is done with the use of straddle packer assembly – C2C™ Straddle Cup tool
- The assembly includes a circulating valve, a CCL and two pressure sensors
- Standard reel – around 1,500 m of 73 – 82.6 mm coiled tubing. Connection to the tubing of the same diameter with use of specially designed rotating sub is required
- The length of coiled tubing is enough for tripping operations in a horizontal section without any time loss for tripping with conventional tubing



After running casing and actuation of the casing packers a C2C™ packer assembly is run into the well. The packer is positioned with the help of CCL (which is a part of packer). The packer seals the collar from both ends. The packer has a special frac port through which fluid and proppant are supplied. Firstly, the packer is pressured up in a “blind” part of the casing string and then is moved to the collar area. Fluid is supplied and when the pressure reaches a designated point the collar ports burst out and fluid with proppant is squeezed into the formation. Upon completion of proppant squeezing into the formation the packer is moved up to the “blind” part of the casing string where it is back-circulated to fully clean the frac port and tubing. Upon completion of the cleaning process the packer is moved upper to the next collar interval.

The length of coiled tubing is enough for tripping operations in a horizontal well section without any time loss for tripping with conventional tubing. Moreover, coiled tubing wellhead equipment allows monitoring pressure in the well during consecutive fracturing and circulation operations, what is of particular importance at the wells with high formation pressures.

слайд 7

Технология «разрывных портов» BPS™

- КРС осуществляет спуск сдвоенной пакерной компоновки C2C™ Straddle Cup tool на НКТ
- Устанавливается на устье ПВО ГНКТ с обжимным герметизатором с боковым рабочим окном, производится подсоединение вращающегося переводника ГНКТ - НКТ и дальнейшие СПО осуществляются с ГНКТ
- Устьевое оборудование ГНКТ позволяет осуществлять контроль давления в скважине при проведении последовательных ГРП и операций по циркуляции
- Позиционирование пакера происходит по локатору муфт
- При подаче жидкости и создании определенного давления происходит разрыв портов муфты и жидкость с проппантом подается в пласт
- По завершении продавки проппанта пакер смещается выше по колонне в «глухую» часть, где происходит обратная циркуляция для полной отчистки фрак-порта и НКТ
- После промывки пакер смещается выше к интервалу следующей муфты.

Сначала пакер опрессовывается в «глухой» части обсадной колонны, затем смещается на зону муфты. При подаче жидкости и создании определенного давления происходит разрыв портов муфты и жидкость с проппантом подается в пласт. По завершении продавки проппанта в пласт пакер смещается выше по колонне в «глухую» часть, где происходит обратная циркуляция для полной отчистки фрак-порта и НКТ. По завершении промывки пакер смещается выше к интервалу следующей муфты. Тоннаж ГРП на муфту BPS™ не ограничен.

слайд 8

Технология «разрывных портов» BPS™

ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Неограниченное количество стадий
- Полнопроходной внутренний диаметр
- Отсутствие необходимости разбуривания
- Отсутствие шаров для активации, кумулятивного или абразивного перфорирования
- Обратная циркуляция с чашечным пакером при получении «стопа»
- Отсутствие особых требований к обсадной колонне

НЕДОСТАТКИ:

- Ограничение расхода жидкости ГРП до 3 м³/мин

слайд 9

Заканчивание скважин с выполнением многостадийного ГРП по технологии BPS™



- В РФ проведены ГРП на 16 скважинах (сентябрь 2012-го)
- Первый пилотный проект на Самотлорском месторождении ДО ТНК-ВР Самотлорнефтегаз – 7 скважин по 5–7 этапов
- ГРП проводился с применением НКТ
- Следующим этапом (2013 год) планируется спуск компоновки и проведение ГРП с применением ГНКТ с типоразмером 73 мм в комбинации с НКТ (флот ГНКТ в настоящее время в Западной Сибири)

слайд 7

Burst Port System (BPS™)

- Workover team runs a C2C™ Straddle Cup tool on tubing
- CT blowout preventing equipment with side door stuffing box is installed at the wellhead; then the rotating sub between the CT and tubing is installed and subsequent tripping is done with coiled tubing
- Coiled tubing wellhead equipment allows monitoring pressure in the well during consecutive fracturing and circulating operations
- The packer is positioned with the help of CCL
- When fluid is supplied and pressure reaches a designated point the collar ports burst out and fluid with proppant is squeezed into the formation
- Upon completion of proppant squeezing the packer is moved up to the “blind” part of the string where it is back-circulated to clean the frac port and the tubing
- After cleaning the packer is moved upper to the next collar interval.

The packer is first pressured up in the “blind” part of the casing string and then is moved into the collar area. Fluid is supplied and when the pressure reaches a designated point the collar ports burst out and fluid with proppant is squeezed into the formation. Upon completion of proppant squeezing into the formation the packer is moved up to the “blind” part of the casing string where it is back-circulated to fully clean the frac port and tubing. Upon completion of the cleaning process the packer is moved upper to the next collar interval. BPS™ collar has no limitations in terms of fracturing material tonnage.

слайд 8

Burst Port System (BPS™)

ADVANTAGES:

- Unlimited number of stages
- Full-size inside diameter
- No drill-outs
- No ball dropping for actuation; no cumulative or abrasive perforation
- No special requirements for casing string

DISADVANTAGES:

- Fracturing fluid flow rate is limited to 3 m³/min

слайд 9

Well completion with multi-stage fracturing using BPS™ technique

- 16 wells were fractured in Russia (as of September 2012)
- First pilot project at Samotlorskoye field of TNK-BP Samotlorneftegaz – 7 wells, 5–7 stages each
- Fracturing operations were done with the use of tubing
- At the next stage (in 2013) it is planned to do fracturing with the use of a 73-mm coiled tube combined with conventional tubing (coiled tubing fleet is currently engaged in Western Siberia)



Производство геофизических исследований горизонтальных/субгоризонтальных скважин действующего фонда с использованием технологии ГНКТ

Geophysical Surveying of Horizontal/ Sub-Horizontal Wells in a Producing Well Stock Using CT Technology

И.Б. ПУЛЬНИКОВ, генеральный директор ООО «Ямал Петросервис»

В.И. ГАПЕТЧЕНКО, зам. генерального директора по маркетингу

А.Е. ДЕРЮШЕВ, Р.Н. САЛАХОВ, руководители проекта ГИС на ГНКТ

I.B. PULNIKOV, General Director, Yamal-Petroservis, LLC

V.I. GAPETCHENKO, Deputy General Director for Marketing

A.E. DERUSHEV, R.N. SALAKHOV, CT Survey Project Managers

ООО «Ямал Петросервис» предоставляет квалифицированные услуги по промысловому геофизическому исследованию горизонтальных скважин с применением технологии ГНКТ с заправленным геофизическим кабелем. Использование технологии ГНКТ с заправленным геофизическим кабелем дает возможность проводить любые известные методы ГИС с регистрацией информации в режиме онлайн без остановки (глушения) работающей скважины с горизонтальным/субгоризонтальным окончанием.

ООО «Ямал Петросервис» предоставляет услуги ГИС на ГНКТ силами двух автономных флотов, в составе каждого из них:

- установка МК10Т производства СЗАО «ФИДМАШ» (г. Минск) с ГНКТ Global Tubing длиной 4300 м, диаметром 25,4 мм с заправленным и загерметизированным бронированным геофизическим кабелем диаметром 5,4 мм;
- геофизическая станция КЕДР-02/1.5;
- геофизическая аппаратура и оборудование: КСАТ – GR 43. ПЛТ – 09.2, ПЛТ – 01.42, ПЛТ-02, многозондовый индикатор состава – приставка ПЛТ-06.1; ГФ – 4–50; устьевые электронные манометры-термометры УМТ-01; глубинный пробоотборник СИМСП20 ВПА 150/60, глубинные автономные манометры-термометры СИМСП.

Limited Liability Company Yamal-Petroservis

provides professional services for downhole logging of horizontal wells using CT equipped with an inner logging cable. The use of CT equipped with an inner logging cable enables to perform any known survey with online information logging without stopping (well killing) the operating well with a horizontal/sub-horizontal ending.

Yamal-Petroservis, LLC provides coiled tubing survey services by means of two stand-alone fleets, each consisting of:

- MK10T unit produced by the Minsk-based company FIDMASH and equipped with Global Tubing CT with a length of 4300 m and a diameter of 25.4 mm and an inner hermetically sealed armored logging cable 5.4 mm in diameter;
- geophysical survey station KEDR-02/1.5;
- geophysical equipment and instruments: KSAТ – GR 43. PLТ – 09.2, PLТ – 01.42, PLТ-02, detachable multi-probe content indicator PLТ-06.1; GF – 4–50; electronic wellhead manometers-thermometers UMT-01; downhole sampler SIMSP20 VPA 150/60, downhole autonomous manometers-thermometers SIMSP.
- mobile auto-repair shop with a Lister Petter (UK) stand-alone diesel power plant and geophysical laboratory equipped with all necessary surface and downhole equipment and instruments;
- mobile steam unit PPU 1600/100;
- 25-ton mobile crane;
- fuelling vehicle – 75;



**Момент монтажа лубрикатора перед проведением ГИС на скважинах
ЗНГКМ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ЯМБУРГ»**

**The moment of lubricator installation prior to logging operations
to be performed in the wells of GAZPROM DOBYCHA YAMBURG, LLC**

- ПАРМ с автономной дизель-электростанцией Lister Petter (UK) и геофизической лабораторией, укомплектованной всей необходимой регистрирующей наземной и скважинной аппаратурой и оборудованием;
- ППУ 1600/100;
- а/кран 25 тонн;
- АТЗ – 7,5;
- передвижной жилой комплекс (вагон-дома типа «Екатерина»);
- оперативная разъездная техника.

Все технические вопросы по герметизации трубы с кабелем, присоединения скважинной геофизической аппаратуры через специальный шарнирный коннектор и прочие, связанные с особенностью доставки и регистрации информации в горизонтальную часть скважин, решены специалистами ООО «Ямал Петросервис» с привлечением специализированных компаний.

Карта технологических мероприятий при проведении ПГИС на ГНКТ:

- инженерное сопровождение работ;
- мобилизация флота ГНКТ;
- монтаж технологического оборудования, опрессовка устьевого оборудования;
- спуск/подъем ГНКТ со специальными геофизическими шаблонами (контроль и запись информации СПО в режиме онлайн).
- производство ПГИ согласно плану работ, согласованному с представителями заказчика (количество и скорости СПО на ГНКТ зависит от типа выполняемых задач);
- демонтаж технологического оборудования;

- mobile housing unit (Ekaterina-type boarding car);
- operational vehicles.

All technical issues concerning the sealing of cabled tubing, connecting of the well-logging instruments via a special hinged connector and other issues related to the delivery and logging of information in the horizontal part of the well are solved by Yamal-Petroservis' experts and specialized outsourced companies.

Action sheet for coiled tubing survey:

- engineering support of the work;
- mobilization of CT fleet;
- installation of process equipment, pressure testing of wellhead equipment;
- running of CT in and out of hole with special gages (online monitoring and recording of data on round-trip operations);
- downhole logging according to the work schedule agreed upon with the

customer's representatives (the number and speed of CT round-trips depends on the type of the tasks being performed);

- dismantling of the process equipment;
- demobilization of CT fleet;
- the report on survey results is drawn and issued in 2 stages:
- a preliminary report within 6 hours after measurements;
- a final report on the customer's demand (not more than 3 days).

The company Yamal Petroservis provides the whole survey package using its own resources (equipment, instruments, personnel, processing of geophysical material and all necessary readouts).

When the filter (or part of the filter) that went into a horizontal hole is covered with some liquid which is promptly determined by CT survey, then washing (drying) of the covered filter and resurvey of the influx profile and producing characteristics of the formation under investigation are performed by the decision of the customer.

The company Yamal Petroservis has a washing fleet for the purposes of washing (drying) the horizontal part of the hole which comprises:

- a coiled tubing unit K-100U Rebound with Global Tubing CT 38.1 mm in diameter (reserve – coiled tubing TENARIS HS 80), 4300 m long;
- an injector head and guiding arc (RT-20 D);
- a Fracturing Pump YLT 100-300;
- a Nitrogen Pump YDT 180 KHR;
- a backwash (circulation) tank – 27 m³;
- a truck tank for the delivery of the working fluid V = 20 m³;
- high pressure process lines (including flare flow lines);

- демобилизация флота ГНКТ;
- составление и выдача необходимого заключения по результатам проведенных ГИС проводится в 2 этапа:
- предварительное заключение в течение 6 часов по окончании замеров;
- окончательное заключение – по требованию заказчика (не более 3-х суток).

Весь геофизический блок компания ООО «Ямал Петросервис» обеспечивает своими силами (оборудование, аппаратура, персонал, обработка геофизических материалов и выдача всех необходимых результатов).

При перекрытии спущенного в горизонтальную часть ствола скважины фильтра (части фильтра) какой-либо жидкостью, что определяется по результатам ГИС на ГНКТ в оперативном порядке, по решению заказчика проводится промывка (осушка) перекрытого фильтра и повторное исследование профиля притока и продуктивных характеристик исследуемого пласта.

Для промывки (осушки) горизонтальной части скважин в ООО «Ямал Петросервис» сформирован промывочный флот, оснащенный:

- колтюбинговой установкой K-100U Rebound с ГНКТ Global Tubing диаметром 38,1 мм (резерв – ГНКТ TENARIS HS 80), длиной 4300 м;
- инжекторной головкой и направляющей дугой (RT-20 D);
- насосной установкой Fracturing Pump YLT 100-300;



Флот ГИС на ГНКТ во время записи скважинных параметров. Песцовое НКГМ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА УРЕНГОЙ»
Coiled tubing well logging equipment during the process of borehole data acquisition. Pestsovoe oil-gas condensate field of GAZPROM DOBYCHA URENGOY, LLC

- a system of high pressure valves ASK BM-70.00.000-17A (70 MPa);
- a rotary jet washout nozzle, type NRV;
- an internal connector;
- double check valves;
- a cementing unit CA-320;
- supporting machinery (fueling vehicle TZ-7.5, mobile steam unit PPU-1600/100, auto crane, tank farm, sweeper, operational equipment, mobile auto repair shop with a Lister Petter 32 kW power plant, self-propelled nitrogen bulker 14 m³, stand-alone mobile housing unit).

Geophysical survey can also be performed using the K-100U Rebound system with stand-alone integrated units Sova S6 and GEO-6.



Вспомогательная техника ООО «Ямал Петросервис»
Support equipment of Yamal Petroservice, LLC

From November 2010 (the start of the CT Survey Project) to February 2013 the company Yamal Petroservis has performed over 140 jobs with a horizontal (sub-horizontal) ending in the following categories:

- gas and gas-condensate wells drilled (after completion) to determine the influx profile (the working part of the filter in the horizontal ending of the wellbore) and whether the actual production rate and formation pressure conform with the design values;
- operating gas and gas-condensate wells (with the lifetime of up to

- азотной установкой Nitrogen Pump YDT 180 KHR;
- обратной (циркуляционной) емкостью – 27 м³;
- автоцистерной для подвоза рабочей жидкости V = 20 м³;
- технологическими линиями высокого давления (в т.ч. факельными «выкидными» линиями);
- блоком задвижек высокого давления АСК БМ-70.00.000-17А (70 МПа);
- насадкой размывочной вращающейся типа НРВ;
- внутренним соединителем;
- двойными обратными клапанами;
- ЦА-320;
- обеспечивающей спецтехникой (ТЗ-7,5 ППУ-1600/100, а/краном, емкостным парком, тралом, оперативной техникой, ПАРМ с электростанцией Lister Petter 32 кВт, самоходным азотным балкером 14 м³, жилым автономным передвижным комплексом).

Также с помощью установки К-100У Rebound производится ГИС с автономными комплексными приборами Сова С6 и ГЕО-6.

За период с ноября 2010 года (старт проекта ПГИ на ГНКТ) по февраль 2013 года компанией ООО «Ямал Петросервис» проведено более 140 скважино-операций с горизонтальным (субгоризонтальным) окончанием по категориям:

- газовые и газоконденсатные скважины, выходящие из бурения (после освоения), с целью определения профиля притока (работающей части фильтра горизонтального окончания ствола скважин) и соответствия фактического дебита и пластового давления проектному;
- газовые и газоконденсатные скважины эксплуатационные (период эксплуатации до 12 лет) с целью мониторинга добычи газа (газоконденсата), корреляции ГНК, ГВК и определения технического состояния добывающих скважин.

Заказчиками компании ООО «Ямал Петросервис» являются ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Севернефть-Уренгой», ООО «Газпромнефть-ННГ филиал «Муровленковскнефть».

Компания ООО «Ямал Петросервис», являясь специализированной геофизической компанией, предъявляет самые современные требования к персоналу, задействованному в проекте ГИС на ГНКТ, что наряду с выполнением всех остальных требований по качественному и безопасному ведению работ позволяет соответствовать всем требованиям и пожеланиям заказчиков. ☉



Установка Rebound перед выездом на Заполярное НГКМ для проведения ПГИ с последующей осушкой скважины
Rebound unit is prepared to be transported to Zapolyarnoe oil-gas condensate field in order to perform production log tests with subsequent drying up of the well



Передвижной модуль: геофизическая станция, генераторный блок, ремонтная мастерская – готовый к работе.
Ямбургское НГКМ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ЯМБУРГ»
Mobile complex consisting of geophysical station, power generator and repair bay is ready for operation. Yamburgskoe oil-gas condensate field of GAZPROM DOBYCHA YAMBURG, LLC

12 years) to monitor gas production (gas condensate), correlation of gas-oil contact, gas-water contact and to determine the technical condition of producing wells.

The company Yamal Petroservis' customers include Gazprom Dobycha Yamburg, Gazprom Dobycha Urengoy, Gazprom dobycha Nadym, Severneft-Urengoy, Muravlenkovskneft branch of Gazpromneft-NNG.

Yamal Petroservis, a specialized geophysical surveying company, is highly demanding towards the personnel involved in the CT Survey Project which along with its compliance with all other quality and safety requirements enables to satisfy all demands and requests of its customers. ☉



12-я МОСКОВСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ



**МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР**



RPGC

**МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР**

**ГЛАВНЫЕ
МЕРОПРИЯТИЯ ГОДА
ДЛЯ ГЛАВНОЙ
ОТРАСЛИ РОССИИ**



ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com



ПРАВИТЕЛЬСТВО
УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ



АДМИНИСТРАЦИЯ
ГОРОДА ИЖЕВСКА



УДМУРТСКАЯ
ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ
ПАЛАТА



ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
«УДМУРТИЯ»

ВЫСТАВКА ПРОХОДИТ ПОД ПАТРОНАЖЕМ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ПАЛАТЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



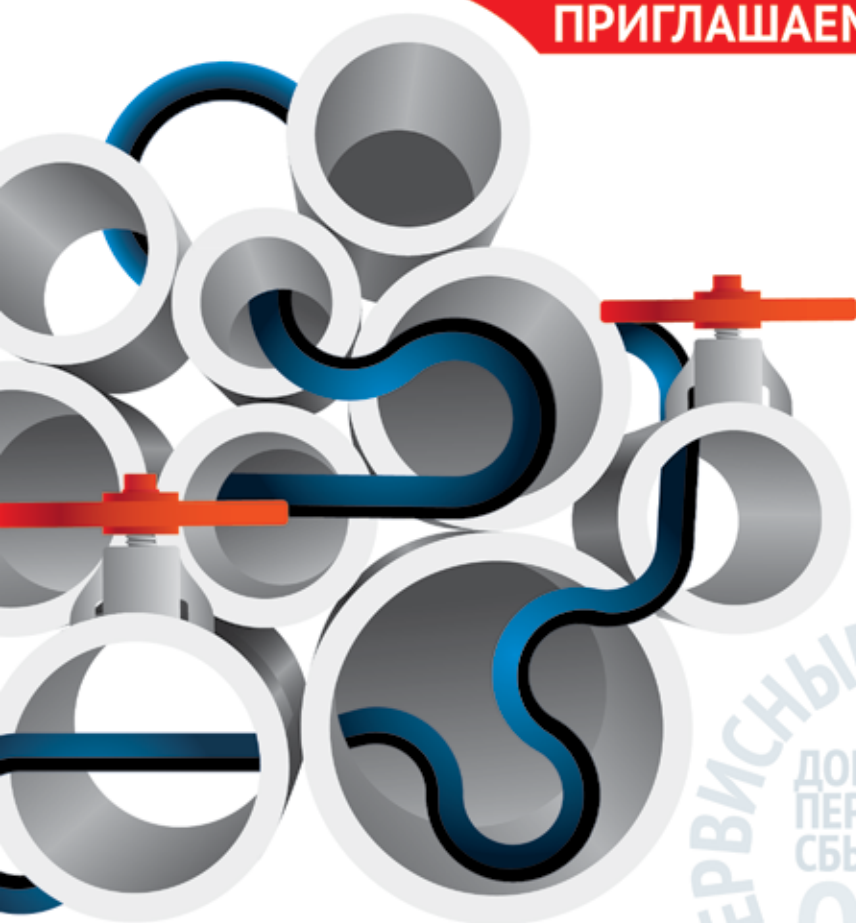
XII Международная
специализированная выставка

Нефть. Газ. Химия.

10-13 сентября / 2013

ПРИГЛАШАЕМ ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ!

- ВЕДУЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ОТРАСЛИ
- ВСТРЕЧИ С ПОТЕНЦИАЛЬНЫМИ КЛИЕНТАМИ И ПАРТНЕРАМИ
- ТЕРРИТОРИЯ ШИРОКИХ БИЗНЕС-ВОЗМОЖНОСТЕЙ
- СТИМУЛИРОВАНИЕ ОБЪЕМА ПРОДАЖ
- ЭФФЕКТИВНОЕ ВЛОЖЕНИЕ В БУДУЩЕЕ РАЗВИТИЕ



СЕРВИСНЫЕ УСЛУГИ
ДОБЫЧА,
ПЕРЕРАБОТКА,
СБЫТ НЕФТИ И ГАЗА
РТИ
ОБОРУДОВАНИЕ
И ТЕХНОЛОГИИ

Место проведения выставки:
г. Ижевск, ул. Кооперативная, 9

Выставочный центр «УДМУРТИЯ»

тел./факс: (3412) 733-581, 733-585, 733-587, 733-664
neft@vcudm.ru | www.neft.vcudm.ru | vk.com/ngxmmm



БУДУТ ВОСТРЕБОВАНЫ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РАБОТЫ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

HORIZONTAL WELL TECHNOLOGIES TO BE IN DEMAND

Рубин Мударисович Ахметшин родился 11 ноября 1961 года в г. Лениногорске, Республика Татарстан. Окончил Уфимский нефтяной институт. Трудовую деятельность начал помощником бурильщика Лениногорского управления буровых работ в 1982 году. С 1991 года работал в Лениногорском управлении по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин мастером КРС, инженером технологического отдела, начальником отдела. С 2002 года работает в Актыбинском управлении канатно-контейнерных и пакерных методов – УКК и ПМ (с 2008 года – ООО «Татнефть АктыбинскРемСервис») в должности главного инженера.

Корреспондент «ВК» беседует с Р.М.Ахметшиным, главным инженером ООО «Татнефть-АктыбинскРемСервис»



Время колтюбинга: Рубин Мударисович, Вы являетесь одним из активных авторов нашего журнала, но в последнее время Ваши публикации стали появляться реже. В чем причина?

Рубин Ахметшин: Я большой почитатель журнала «Время колтюбинга», а причина паузы в публикациях – это банальная занятость. И, честно говоря, основная масса работ, которые мы производим, относится к простым технологиям, а описывать в статье хотелось бы что-то уникальное. Хотя справедливости ради отмечу, что и в простые работы, которые производят и многие другие подрядчики, нам хотелось бы вносить что-то новое.

ВК: Какие именно работы Вы имеете в виду?

Р.А.: Промывки скважин, обработки призабойной зоны пласта составляют большой объем операций. Мы работаем довольно-таки эффективно: уже второй раз подряд количество операций, проводимых пятью бригадами, оснащенными колтюбинговыми установками, достигает 1000 операций в год, однако хотелось бы производить больше сложных работ.

Rubin Akhmetshin was born in Leninogorsk, the Republic of Tatarstan, on November 11, 1961.

He graduated from Ufa Oil Institute. He started his career as assistant driller at Leninogorsk Drilling Department in 1982. In 1991 he was employed by Leninogorsk Production Enhancement and Well Workover Department. He worked as well workover foreman, technical engineer and head of the division. Starting 2002, he's been a head engineer of Aktyubinsk Cable/Container and Packer Division and Tatneft-AktyubinskRemService LLC (since 2008).

Correspondent of CTT is talking to R.M.Akhmetshin, Chief Technology Officer of Tatneft-AktyubinskRemService, LLC.

The Coiled Tubing Times: Rubin Mударисович, you are a regular author of the articles for our Journal, but lately your publications have become less frequent. What is the reason for that?



ВК: Тем более что Ваша компания виртуозно владеет весьма широким спектром технологий.

Р.А.: Да, сегодня мы можем производить порядка 20–22 технологических операций с помощью ГНКТ. Это и тампонажные работы, бурение большим диаметром, работы в горизонтальных скважинах, изоляционные работы, работы с надувными пакерами и многое другое.

ВК: На конференциях «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы» представители Вашей компании и лично Вы обычно выступали с докладами, рассказывающими об уникальных работах. Таких, например, как переликвидация с помощью колтюбинга скважины, находящейся на дне водохранилища. Это была выдающаяся операция. Однако возможность совершить столь эффектный подвиг предоставляется не всегда, а эффективная рутинная работа представляет для Ваших коллег – читателей нашего журнала – не меньший интерес. Мы рады были бы опубликовать информацию о результатах работ, о том, как увеличились дебиты скважин, в каких условиях проводились работы и какое оборудование применялось.

Р.А.: Мы являемся сервисной компанией, и не все наши заказчики идут на то, чтобы мы показывали в прессе какие-то результаты работ на их скважинах. Особенно это касается данных по дебитам скважин до и после операций. Поэтому часто мы, если и показываем результаты, то обезличенные. Например, некая скважина была подвергнута такой-то операции. Параметры работы скважины до и после операции таковы... Есть и еще одна причина нашей недостаточной открытости; сегодня мы существуем в условиях рыночных отношений, и если показать какую-то технологию в подробностях, то конкурирующие сервисные компании смогут перенять ее, а потом будут участвовать в тех же тендерах, что и мы. Такое уже случалось. Всё это – сдерживающие факторы. Поэтому мы, как и другие компании, не всегда идем на то, чтобы разглашать всю информацию.

ВК: На Ваш взгляд, интенция к закрытости сервисных компаний усиливается или она достигла какого-то уровня и остановилась?

Р.А.: Она остановилась на определенном уровне.

ВК: Вы являлись участником целого ряда конференций «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы».

Rubin Akhmetshin: I am a true amateur of the Coiled Tubing Times. The reason for such a pause is pressing engagements. In fact, most of our operations involve simple technologies, while the article should be dealing with something unique. But to be frank, we always try to introduce something new even in simple operations practiced by many contractors.

CTT: What types of operations do you mean?

Р.А.: Most of the operations are related to well cleanouts and bottomhole formation zone treatments. Our work is rather efficient. For the second time in a row the number of operations performed by just 5 crews equipped with coiled tubing units amounts to 1000 a year. Yet, we would like to perform more operations of high complexity.

CTT: It seems quite reasonable given that your company is a magician in using a wide range of CT technologies.

Р.А.: Yes, today we can perform around 20–22 types of CT operations including plug operations, large-hole drilling, operations in horizontal wells, cement squeeze operations, operations with expanding packers, etc.

CTT: You and representatives of your company traditionally made reports about unique operations at The Coiled Tubing Technologies and Well Intervention Conferences. Among them, say, there is a repeated CT abandonment of a well located on the bottom of water reservoir. It was a great operation. The opportunities for performing such a unique operation are not always available, while effective everyday jobs are not less interesting to your colleagues, who are the readers of our Journal. We would like to publish the data on the results of operations, growth of well flow rates, operational conditions and the equipment applied.

Р.А.: We are a service company and not all of our customers are willing to have any of their well data published in the press. Especially, this applies to the data about well flow rates before and after operations. That is why, even if we show the data, it is impersonal. For instance, a certain operation was performed in some well. The well had the following parameters before and after the operation... There is one more reason for the lack of openness. We work under conditions of market relations. And if some technical information is revealed in details, competing service companies can absorb it and then will take part in the same tenders as

Насколько подобные встречи способствуют профессиональному общению? Ведь неформальная обстановка – это именно та атмосфера, в которой единомышленники и делятся секретами.

Р.А.: Лично для меня, как и, думаю, для многих участников, эти конференции очень полезны, поскольку здесь завязываются знакомства с коллегами, которые работают в компаниях, производящих аналогичные работы. Появляется возможность позвонить в ведущую сервисную компанию и проконсультироваться по вопросу, который требует решения. Я много лет работаю в данной области, но абсолютно все знать невозможно. Много нового я узнаю в процессе конференций из докладов. А нынешняя, 13-я конференция для меня вообще как открытие!

ВК: Считаете, что она лучшая?

Р.А.: К сожалению, я не был на прошлой конференции, но по сравнению с позапрошлой эта – большой шаг вперед. И по участникам, их составу, количеству, и по докладам, по качеству информации. Впечатляет, как много новых участников приехало сюда. А еще я обратил внимание на такую тенденцию: сначала технологию на конференции показывают ведущие международные сервисные компании: «Шлюмберге», Trican Well Service, Weatherford, а года через два здесь же появляются доклады отечественных компаний по тем же технологиям. Я уверен, что скоро российские коллеги подхватят идеи, которые прозвучали с трибуны нынешней конференции и на следующих встречах уже будут докладывать о своих результатах.

ВК: Конференция, ее программа, помогает выделить тренды, которые в настоящее время превалируют на рынке сервисных работ. Это и геофизика с колтюбингом, и гидродескоструйная перфорация, и работы с гибкой трубой малого диаметра. Какие направления Вы бы выделили в качестве передовых?

Р.А.: Для месторождений Татарстана очень актуальны работы с гибкой трубой малого диаметра по межтрубному пространству. Мы проводим их уже с 2003 года. Эта технология нами уже апробирована, живет и будет дальше развиваться. На мой взгляд, в будущем будут весьма востребованы технологии для работы в горизонтальных скважинах. К сожалению, сегодня наши российские компании в большинстве своем к ним не совсем готовы.

ВК: К каким именно технологиям? К бурению?

Р.А.: Нет, не к бурению. Это вопросы ремонта

we do. Such things have already happened. All these factors are deterrents. That is why, like other companies, we don't always reveal all information.

CTT: Do you think that the tendency of service companies to be closed has reached a certain level and stopped?

R.A.: Yes, it has stopped on a certain level.

CTT: You have taken part in many Coiled Tubing Technologies and Well Intervention Conferences. Do such meetings contribute to professional communication? Informal atmosphere is more suitable for like-minded people to share their secrets.

R.A.: I think that these conferences are very useful both for me and many other participants, because they help to tie links with colleagues, who work in companies, which perform similar operations. There is an opportunity of calling to the leading service company and have a consultation on the problematic issue. I work in this field for many years, but it is impossible to know everything. I learn many interesting things from the reports made during the Conference. And the last, 13th Conference was like a revelation for me!

CTT: Do you think it was the best one?

R.A.: Unfortunately, I have missed the previous Conference, but it is a big step forward, as compared to the last one that I attended, as far as the composition of the Conference, its participants and their number, the reports and the quality of presented information are concerned. I was impressed by the number of new participants of the Conference. I also noticed another tendency. Initially, breakthrough technologies are presented on the Conference by such world leading service companies like Schlumberger, Trican Well Service, Weatherford. But some two years after domestic companies present their reports on the same technologies. I am sure that soon Russian companies will absorb the ideas announced at this Conference and will present their results at the next meetings.

CTT: The Conference and its program help to determine the prevailing trends of the service market. They include CT geophysics, hydraulic jet perforation and small-diameter CT operations. What are the advanced trends in your opinion?

R.A.: As far as the fields of Tatarstan are concerned, the small-diameter CT operations in the annular space are of current interest. We have practiced them since 2003. We have tried this technology and it will be further developed. I think



и исследования горизонтальных скважин. Там другая физика, там по-иному процессы происходят, чем в вертикальных скважинах. На сегодняшний день мы не совсем их понимаем и не всегда можем их интерпретировать. Значительное количество мы у себя в Татарстане геофизических исследований проводим, но не всегда достоверная информация получается. Значит, необходимы какие-то новые методы определения источников обводнения. Горизонтальных скважин пробурено очень много, но они не совсем эффективно эксплуатируются, быстро обводняются. Нужно выявить точные причины этих процессов и найти методы их устранения. Вот это направление, я считаю, будет интенсивно развиваться. Также будет развиваться ГРП, особенно многостадийный, а также строительство интеллектуальных скважин. В Татарстане уже такие скважины строятся: эксплуатационные колонны опускают уже с управляемыми клапанами, которые в России раньше применялись мало. Ну и конечно, исследование горизонтальных скважин большой протяженности, в которых требуются новые способы доставки приборов: с помощью колтюбинга, тракторов.

ВК: А что, на Ваш взгляд, эффективнее: колтюбинг или скважинные трактора?

Р.А.: В Татарстане бурят много скважин с открытыми стволами, для которых трактора не совсем эффективны, в отличие от доставки с помощью колтюбинга. Я сегодня общался с представителями «Шлюмберже». Они практикуют и колтюбинг, и трактора одновременно. Но я считаю, что пока дешевле использовать колтюбинг. И операция проводится быстрее, и оборудование надежнее.

ВК: Татарстан – один из самых старых нефтедобывающих районов России. Что самое сложное при обслуживании «возрастных» скважин?

Р.А.: Повторюсь: у нас очень большая обводненность. Поэтому нужны изоляционные работы. В том числе проводимые с помощью колтюбинга. А в горизонтальных скважинах, естественно, только с помощью колтюбинга. Сейчас развивается направление – отсечение обводненных участков пакерами. Используются водонабухающие или надувные пакеры.

ВК: Очень хотелось бы на следующей конференции услышать об этих работах.

Р.А.: Надеюсь, что на следующей, 14-й конференции мне будет о чем рассказать. ☉

that in the future horizontal well technologies will be in high demand. Unfortunately, at the moment Russian service companies are not fully ready to implement such technologies.

CTT: What technologies? Drilling?

R.A.: No, not drilling. These are the aspects of workover and logging operations in horizontal wells. They imply other physical processes, different from vertical wells. At the moment we don't completely understand them and are not always ready to interpret them. In Tatarstan we perform a great number of well logging operations, but the information is not always reliable. It means that new methods of detecting the sources of water troubles are needed. There are many horizontal wells, but their operation is not always effective due to fast water encroachment. It is necessary to find the exact reasons of these processes and methods of their elimination. I forecast the intense development of this trend. Multi-stage hydraulic fracturing and intelligent completions will be developing as well. Such wells have already appeared in Tatarstan. Production strings in these wells are equipped with controlled valves, which were rarely used in Russia before now. Logging operations in long horizontal wells require new methods of tools conveyance using CT and downhole tractors.

CTT: What do you think is more effective, CT or downhole tractors?

R.A.: There are many openhole wells in Tatarstan. The use of tractors is not efficient for them, unlike CT conveyance. I've talked to representatives of Schlumberger today. They use tractors and CT simultaneously. But I think that utilization of CT is less expensive. Besides, the operations go faster and the equipment is more reliable.

CTT: Tatarstan is one of the oldest oil producing regions of Russia. What is the most difficult problem while servicing old wells?

R.A.: I say it once again. We have a high degree of water cut. That is why we need cement squeeze operations including those involving CT. Obviously such operations in horizontal wells can be performed only with the help of CT. Operations connected with isolation of watered intervals with packers are currently in demand. Water-swellable or inflatable packers are used in the process.

CTT: It would be very nice to hear about these technologies at the next Conference.

R.A.: Hopefully, we will have a lot to say at the next, 14th Conference. ☉

МЫ СТАРАЕМСЯ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ЛУЧШИЕ МИРОВЫЕ ПРАКТИКИ

WE TRY TO USE THE WORLD'S BEST PRACTICES

*Равиль Исмаилович Еникеев
родился 23 мая 1975 года в г. Куйбышеве.
В 1997 году окончил Самарский государственный
технический университет по специальности
«бурение нефтяных и газовых месторождений»,
горный инженер.
С 1997 по 1998 год служил в Вооруженных силах РФ.
Работал в компаниях ОАО «ВолгаБурМаш»,
ОАО «Ойл Технологии Оверсиз».
С 2003 года работает в группе компаний «Фрак
Джет». На данный момент является заместителем
генерального директора ООО «ФракДжет-Волга»
по бурению и ГНКТ.*

*Корреспондент «ВК» беседует с
Р.И. Еникеевым, заместителем
генерального директора по бурению
и ГНКТ компании «ФракДжет-Волга».*

**Время колтубинга: Равиль Исмаилович, для
начала – несколько слов о Вашей компании: об
имеющемся оборудовании, видах выполняемых
работ.**

Равиль Еникеев: Компания основана в 2002 году,
оказываем услуги бурения и капитального ремонта
скважин. Колтубингом начали заниматься в 2008 году.
У нас имеются колтубинговые установки производства
СЗАО «ФИДМАШ» – МК20Т и МК30Т. Вторые отличаются
от первых более мощным инжектором.

ВК: Сколько всего у Вас установок?

Р.Е.: Пока – пять. В планах закупки 2013 года еще
2 установки.

ВК: И какой объем работ они выполняют?

Р.Е.: Точно сейчас не отвечу, но все они работают,
ни одна не простаивает.

**ВК: А какие геологические условия на
месторождениях, где Вы работаете: глубины
скважин, типы коллекторов?**

Р.Е.: Условия у нас весьма разнообразны. Мы
работаем в различных регионах Казахстана и России,
включая и уникальное Астраханское газоконденсатное
месторождение. Там очень жесткие условия –
сероводорода почти тридцать процентов, глубины более
четырёх тысяч метров, высокие пластовые давления и
температуры.



*Ravil Ismailovich Yenikeev
was born in Kuibyshev on
May 23, 1975.*

*He graduated from
Samara State Technical
University in 1997, where he
studied O&G fields drilling
and mining engineering.*

*In 1997-1998 he served
in the RF Army. After that he
worked in VolgaBurMash
OJSC and Oil Technologies
Overseas OJSC.*

*In 2003 he was employed
by FracJet and at the
moment he is Deputy
Director General of FracJet
Volga LLC on CT and drilling.*

*Correspondent of CTT is talking to
R.I. Yenikeev, Deputy General Director,
Drilling and CT, FracJet-Volga.*

**The Coiled Tubing Times: Ravil Ismailovich,
could you please say a few words about your
company, the available equipment and types of
operations you perform?**

Ravil Yenikeev: The company was founded in 2002.
It renders services in drilling and well workover. We
started to use coiled tubing in 2008. We have MK20T
and MK30T CT units manufactured by NOV FIDMASH.
The latter have a more powerful injector.

CTT: How many units do you have?

R.Y.: At the moment we have 5 of them. The
procurement plans for 2013 include purchase of 2 more
units.

**CTT: What volume of operations do they
perform?**

R.Y.: I cannot give an exact answer right now, but all
of them are in operation. There are no off-stream units.

**CTT: What are the geological conditions of the
oilfields you work at? Can you specify the depth
of wells, types of reservoirs?**

R.Y.: The conditions are quite diverse. We work in

**БК: Наверное, такие условия значительно сокращают число спуско-подъемов гибкой трубы?**

Р.Е.: Конечно, сокращают, но мы всеми силами, и безуспешно, боремся с коррозией. В частности, применяем практически все методы, которые были озвучены на семинаре доктора Берни Луфта «Колтюбинговое оборудование и технологии, производство и техническое обслуживание гибкой трубы».

БК: В Астрахани – газоконденсат, а в Казахстане Вы обслуживаете нефтяные месторождения?

Р.Е.: Да, в Казахстане нефтяные, и в Поволжье тоже.

БК: Колтюбинговые технологии применяете стандартные или дорабатываете их под конкретные условия?

Р.Е.: У каждой скважины есть свои особенности, связанные, прежде всего, с пластовыми условиями. Кроме того, нужно учитывать требования, которые нам предъявляют заказчики, обеспечивать безопасность работ и еще много факторов учитывать. Но могу сказать, что мы стараемся использовать лучшие мировые практики.

БК: Ваша компания стремится расширять спектр применяемых технологий?

Р.Е.: Да, конечно. Однако колтюбинг сам по себе занимает определенную нишу. Колтюбинговые технологии имеют ограничения. Это в основном освоение скважин после гидроразрывов как пропантных, так и кислотных, разнообразные кислотные обработки, в том числе селективные, реже проводятся ловильные работы, резка аварийных НКТ и бурильных труб.

БК: Это производится в карбонатных коллекторах?

Р.Е.: И в терригенных тоже. Ограничений тут нет. Применяем также обработки различными гидромониторными инструментами. Недавно освоили кислото-струйное бурение.

БК: Это передовая технология, немногие компании ее применяют.

Р.Е.: Да. Это метод интенсификации. Технология позволяет создать в продуктивном пласте боковые стволы длиной 15–18 м, диаметром 50–80 мм. Однако она имеет ограничение: работает только в карбонатном коллекторе и только в открытом стволе.

БК: На каких глубинах?

Р.Е.: Мы производим кислотно-струйное бурение на глубинах до четырех тысяч метров.

БК: Насколько дебит скважины увеличивается после кислото-струйного бурения?

Р.Е.: Смотря в каких условиях, но пока отмечаем прирост до 30%.

various regions of Kazakhstan and Russia including the unique Astrakhan gas and condensate field. It has severe conditions: almost 30% of hydrogen sulfide, the depth of 4,000 meters (13,120 ft), high formation pressures and temperatures.

CTT: Such conditions must be reducing the number of CT trips?

R.Y.: In fact they do, but we are doing our best to fight the corrosion. For instance, we apply practically all methods announced at the Workshope of Dr. Bernie Luft “Coiled Tubing – Equipment, Manufacturing, Management and Technologies”.

CTT: In Astrakhan you deal with gas condensate. Do you provide oilfield services in Kazakhstan?

R.Y.: Yes, in Kazakhstan and in the Volga Region we work at the oilfields.

CTT: Do you apply standard CT technologies or adopt them for specific conditions?

R.Y.: Every well has its peculiarities related to formation conditions. Besides, it is necessary to secure the safety of operations and take into account many other factors. But we try to use the world's best practices.

CTT: Does your company try to expand the spectrum of technologies applied?

R.Y.: Sure. Yet, the coiled tubing itself fills its own niche. Coiled tubing technologies have limitations, such as post-frac (both after sand-water and acid fracturing) well development, various acid treatments, including selective ones. Fishing operations are performed less frequently, as well as milling of damaged tubing and drill pipes.

CTT: Do you work with carbonate reservoirs?

R.Y.: As well as with terrigenous ones. There are no limitations here. We also apply treatments with various jet tools. And we've recently mastered acid jet drilling.

CTT: This is an advanced technology and very few companies apply it.

R.Y.: Yes, this is a stimulation technique. The technology allows creating sidetracks with a length of 15–18 m (49–59 ft) and the diameter of 50–80 mm (1.96–3.14 in.). Yet, it has a limitation. It works only in carbonate reservoirs and only in open holes.

CTT: What is the depth limitation?

R.Y.: We perform acid jet drilling at the depths of up to 4,000 m (13,120 ft).

CTT: How does well flow rate increase after acid jet drilling?

R.Y.: It depends on the conditions, but at the moment we record the growth of up to 30%.

CTT: What CT technologies do you expect to be developed in your region in the offing?

ВК: Развития каких колтюбинговых технологий Вы ожидаете в Вашем регионе в ближайшее время?

Р.Е.: Думаю, прежде всего, это освоение скважин, которое очень популярно у заказчиков уже сейчас. Освоение после бурения, освоение разведочных скважин, освоение после кислотных и проппантных разрывов, в том числе многостадийных.

ВК: С азотом?

Р.Е.: Естественно, с азотом.

ВК: Азотные установки у Вас тоже производства СЗАО «ФИДМАШ»?

Р.Е.: Да, фидмашевские и еще российского производства используем. Они разные по классу и принципу действия.

ВК: Одни криогенные, другие мембранные?

Р.Е.: Именно.

ВК: А колтюбинговое бурение в Вашем регионе будет востребовано?

Р.Е.: Это тема, которую мы изучаем уже давно и очень активно. Мы даже ездили в Абердин, чтобы изучить мировой опыт по колтюбинговому бурению. Работаем в тесном контакте с СЗАО «Новинка» – производителем оборудования для направленного бурения. «Новинка» производит оборудование мирового уровня, мы поняли это, изучив всю информацию, полученную в Абердине.

ВК: Какова структура нефтегазового сервиса там, где Вы работаете?

Р.Е.: В Казахстане, например, в настоящее время наблюдается консолидация сервисных компаний под эгидой «Казмунайгаза». Судя по всему, в первую очередь пытаются консолидировать бурение, ТКРС.

ВК: Как в Вашем регионе решается кадровая проблема? Не приглашаете ли специалистов из международных компаний?

Р.Е.: Мы и сами готовим и привлекаем специалистов с опытом работы в российских компаниях. Кстати, уровень российских специалистов очень высокий. Поэтому международные компании зачастую набирают специалистов из российских компаний и с удовольствием пользуются их знаниями и опытом. К примеру, из моей группы, а я оканчивал Самарский технический университет, знаю человек пять, которые, приобретя опыт в отечественных компаниях, уже инженерами высокого уровня ушли в международные.

ВК: В некоторых регионах совсем наоборот – инженеры с опытом работы в международных компаниях основывают свои некрупные сервисные структуры и успешно работают.

Р.Е.: Отрадно, что все больше российских компаний используют прогрессивные способы ведения работ, что мы на равных конкурируем с иностранцами на высокотехнологичном рынке услуг. Я уверен, что эта тенденция сохранится. ☺

Р.У.: I guess that first of all these are well development operations, as they are very popular among the customers right now. Development after drilling, development of exploration wells, development after acid and sand-water fracturing, including multi-stage fracs.

CTT: With nitrogen?

Р.У.: Certainly, with nitrogen.

CTT: Do you use nitrogen units manufactured by NOV FIDMASH?

Р.У.: Yes, we use both the units produced by FIDMASH and the ones manufactured by Russian companies. They are different in class and operation philosophy.

CTT: Do you mean that the former are cryogenic, while the latter use a membrane principle?

Р.У.: Absolutely.

CTT: Will CT drilling be in demand in your region?

Р.У.: We've been studying this subject very actively for a long time. We even visited Aberdeen in order to study the world experience in CT drilling. We work in close contact with SZAO Novinka, the producer of directional drilling equipment. Novinka manufactures world-class equipment. We realized it while analyzing the information received in Aberdeen.

CTT: What is the structure of O&G service in your region?

Р.У.: In Kazakhstan we observe a consolidation of service companies under the brand of KazMunayGas. They try to consolidate drilling, well servicing and well workover.

CTT: How does your region manage the personnel problem? Do you invite specialists from international companies?

Р.У.: We both train our own staff and invite specialists with experience of working in Russian companies. By the way, the level of Russian specialists is very high. That is why international companies often employ specialists from Russian companies and gladly use their knowledge and experience. For instance, if we take my fellow students who graduated from Samara State University, I know about five specialists who gained experience in domestic companies and then were invited to international ones as high-level engineers.

CTT: In some regions the situation is quite different. Engineers with experience of working in international companies establish their own small service companies and work successfully.

Р.У.: It is good that more and more Russian companies use advanced operational methods and we compete on equal terms with foreign suppliers of high-tech services. I am sure that this tendency will be preserved. ☺



ПРОМЫШЛЕННАЯ ГРУППА «ТЕГАС»

350072, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Московская, 77, оф.211
тел.: +7(861)299-09-09, факс: +7(861)279-06-09, E-mail: INFO@TEGASCONF.RU

ПРОМЫШЛЕННАЯ ГРУППА

WWW.TEGASCONF.RU

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ, ПАРТНЕРЫ И ДРУЗЬЯ!

В соответствии со стратегической потребностью предприятий нефтегазовой отрасли в современной и надежной компрессорной и газоразделительной технике, а также необходимостью импортозамещения оборудования проводится конференция:

«СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В КОМПРЕССОРНОМ ОБОРУДОВАНИИ. ИННОВАЦИИ ГАЗОРАЗДЕЛЕНИЯ»,

которая состоится
с 16 по 18 мая 2013 года
В Г. КРАСНОДАРЕ

О КОНФЕРЕНЦИИ

Проводится в интересах организаций и институтов, эксплуатирующих компрессорную и газоразделительную технику. В работе конференции примут участие ведущие специалисты и руководители ведущих предприятий и институтов топливно-энергетического комплекса, компрессоростроительной отрасли.

В рамках деловой программы будут обсуждаться актуальные вопросы эксплуатации и модернизации компрессорного и газоразделительного оборудования. Производители представят свои новые разработки, поделятся практическим опытом создания новых компрессорных установок и модернизации эксплуатируемой техники. В рамках программы будет проведена научно-практическая экскурсия по территории «ККЗ» (ООО «Краснодарский Компрессорный Завод»), которая позволит делегатам ознакомиться с процессом проектирования и производства оборудования.

ЦЕЛЬ ПРОВЕДЕНИЯ

Ознакомление и обмен накопленным опытом между сотрудниками проектных организаций, специалистами компаний нефтегазовой и угольной отраслей в работе с современным компрессорным и газоразделительным оборудованием и инновационными разработками лидирующих предприятий отрасли.

Основные рассматриваемые вопросы:

Проектирование, изготовление, эксплуатация, применимость в проектах, монтаж, пневмоаудит и сервисное обслуживание компрессорной техники.

- Воздушные, газовые, дожимающие и безмасляные компрессоры.
- Передвижные, блочно-модульные азотно-компрессорные станции.
- Установки азотного пожаротушения.
- Станции подготовки и утилизации попутного нефтяного газа.
- Мембранное разделение технических газов: гелий, метан, водород.

УЧАСТНИКИ

Представители «Газпром добыча Краснодар», «Газпром трансгаз Краснодар», «Газпром трансгаз Кубань», «Газпром трансгаз Махачкала», Афицкий НПЗ, Ильский НПЗ, «Лукойл», Туапсинский НПЗ, «Газпром добыча Уренгой», НИПИ «ИнжГео», НИПИ «Газпереработка», кафедра компрессоростроения КубГТУ и др.

ОРГАНИЗАТОР

Промышленная группа «ТЕГАС»

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ

«ПЛАТАН ЮЖНЫЙ Конференц-зал»
(г. Краснодар, ул. Октябрьская, 16, пересечение с ул. Постовой.)

ПАРТНЕРЫ

Журнал «Сфера Нефть и Газ»
Журнал «Время колтюбинга»
Журнал «Компрессорная техника и пневматика»
Журнал «Химическая техника»

**Приглашаем Вас принять участие в работе первой
весенней Конференции: «Современные технологии
в компрессорном оборудовании. Инновации
газоразделения»!**

ОРГКОМИТЕТ:

Калужная Юлия Сергеевна, e-mail: yulia@tegasconf.ru
Копачёв Денис Николаевич, e-mail: denis@tegasconf.ru
Тел. +7 (861) 299 09 09
Дополнительную информацию о конференции Вы
сможете получить на сайте www.tegasconf.ru

Для участия необходимо зарегистрироваться!

С уважением,
коммерческий директор

Юрьев А.В.

**ХАРАКТЕРИСТИКИ НАИБОЛЕЕ
РАСПРОСТРАНЕННЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ
УСТАНОВОК*, РАБОТАЮЩИХ В РОССИИ**

Производитель

Manufacturer

Обозначение

Model

Класс

Class

Шасси

Chassis

Двигатель

Engine

Мощность двигателя, л.с.

Engine power

Максимальное тяговое усилие инжектора, кН

Injector Head Pull Capacity

Скорость подачи гибкой трубы, м/мин

Coiled Tubing Speed, feet per minute

Диаметр гибкой трубы, мм

Coiled Tubing Size OD

Максимальное давление на устье скважины, МПа

Maximum Wellhead Pressure

Емкость узла намотки для трубы 38,1 мм, м

Reel capacity for 15" OD tube

Габаритные размеры, мм, не более

Maximum overall dimensions

- длина	
- length	
- ширина	
- width	
- высота	
- height	

Масса полная, кг, не более

Maximum gross weight

Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, т

Crane Capacities Maximum

*Приведены данные по установкам, поставленным в количестве не менее десяти и находящимся в эксплуатации.

MANUFACTURER'S SPECIFICATIONS OF MOST WIDELY SOLD CTUs* IN RUSSIA

Фидмаш	Фидмаш	Фидмаш	Hydra Rig
Fidmash	Fidmash	Fidmash	Hydra Rig
МК10Т	МК20Т	МК30Т	—
МК10Т	МК20Т	МК30Т	—
Легкий	Средний	Тяжелый	Средний
Light Weight	Medium Weight	Heavy Weight	Medium Weight
МАЗ 631708 (6X6)	МЗКТ 652712 (8x8)	МЗКТ 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6)
MAZ 631708 (6X6)	MZKT 652712 (8x8)	MZKT 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6)
ЯМЗ-7511	ЯМЗ-7511 (по отдельному заказу Caterpillar)	ЯМЗ-7511 (по отдельному заказу Caterpillar)	CUMMINS
YAMZ-7511	YAMZ-7511(option Caterpillar)	YAMZ-7511(option Caterpillar)	CUMMINS
400	400	400	475
400 HP	400 HP	400 HP	475 HP
150	270	270	270
30,000 lbs	60,000 lbs	60,000 lbs	60,000 lbs
0,9–48	0,3–48	0,9–48	1,2–80
3–157	3–157	3–157	4–265
19,05–38,1	19,05–50,8	19,05–50,8	25,4–44,45
$\frac{3}{4}$ "–1 $\frac{1}{2}$ "	$\frac{3}{4}$ "–2"	$\frac{3}{4}$ "–2"	1"–1 $\frac{3}{4}$ "
70	70	70	70
10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi
2 600	4 200	5 500 (по отдельному заказу до 6 200)	4 000
8,200 ft	13,800 ft	18,000 ft (option 20,300 ft)	13,200 ft
10 900	13 000	15 100	13 000
430"	512"	595"	510"
2 500	2 550	2 550	2 700
100"	100"	100"	106"
4 000	4 450	4 450	4 500
157"	175"	175"	177"
33 700	46 000	59 000	40 000
74,250 lbs	101,300 lbs	130,000 lbs	88,000 lbs
6	10	10	15
13,200 lbs	22,000 lbs	22,000 lbs	34,000 lbs

* Not less than ten units, currently being operated.

**XI MOSCOW
INTERNATIONAL
ENERGY
FORUM**



**XI МОСКОВСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ**

RUSSIAN FUEL AND ENERGY COMPLEX IN THE XXI CENTURY

World Energy: New Development Vectors Russia's Energy Strategy In The Context Of New Challenges



ORGANIZATORS

-  The Ministry of Energy of the Russian Federation
-  The Ministry of Foreign Affairs of the Russian Federation
-  The Committee on Economic Policy of the Council of the Federation
-  The Committee on Energy of the State Duma
-  The Russian Academy of Sciences
-  The Chamber of Commerce and Industry of the Russian Federation



PLENARY MEETING

14 INTERNATIONAL CONFERENCES

VII INTERNATIONAL EXHIBITION

3000 PARTICIPANTS

120 UNIQUE REPORTS

2000 METERS OF EXPOSITION

**8-11 APRIL 2013
MOSCOW**

**+7 (495) 664-24-18
info@mief-tek.com**

www.mief-tek.com



По
вопросам
бронирования
стендов и
спонсорских опций
обращайтесь к менеджеру
по телефону:
+7 495 937 6861 доб. 127

КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА SPE ПО РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ И АРКТИКЕ 2013

Москва, 15–17 октября 2013 года

- Свыше 1400 участников более чем из 26 стран (AEE 2011)
- Крупнейшая в России техническая Конференция и выставка SPE, посвященная разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике
- 3-х дневная выставка, на которой лидеры и инновационные компании нефтегазового рынка представят новейшие технологии в области разведки и добычи нефтегазовых месторождений
- Уникальная возможность участия для молодых инновационных компаний – «Инкубатор технологий»
- Зона науки и знаний

www.arcticoilgas.com

Наталья Бабина,
менеджер по продажам
Ирина Кузнецова,
директор выставки

т: +7 495 937 6861, доб. 127
е: natalia.babina@reedexpo.ru
т: +7 495 937 6861, доб. 152
е: irina.kuznetsova@reedexpo.ru

СПОНСОРЫ МЕРОПРИЯТИЯ:



Реклама

Актуальность применения азотных компрессорных станций ТГА в колтюбинге



И.В. Ворошилов, генеральный директор,
Промышленная группа «Тегас»



А.В. Юрьев, коммерческий директор,
Промышленная группа «Тегас»

Важной задачей нефтегазодобывающих компаний является рациональное извлечение углеводородного сырья, снижение себестоимости этого процесса. Применение колтюбинговых технологий при вскрытии продуктивных пластов и капитальном ремонте скважин является одним из наиболее перспективных и эффективных методов.

Колтюбинговые технологии позволяют обеспечить условия рациональной эксплуатации месторождений в поздней стадии разработки и для «реанимирования» старого фонда скважин. Данные технологии, связанные с ликвидацией отложений в скважинах, поинтервальной обработкой, борьбой с обводнениями, доставкой и извлечением внутрискважинного оборудования, ловильными операциями, занимают свою растущую нишу в нефтегазовом секторе.

По сравнению с другими методами очистки ствола скважины, колтюбинг является более дорогостоящей технологией. Однако применение этого метода имеет ряд преимуществ, касающихся возможностей повышения производительности скважин.

Азотные компрессорные станции ТГА – эффективное решение в колтюбинговых технологиях

Технология вызова притока нефти и газа из пласта с использованием передвижных азотных компрессорных станций ТГА заключается в том, что газообразный азот или газированная им жидкость (пена) нагнетаются в скважину и замещают находящуюся в ней жидкость (буровой раствор, воду или нефть).

Использование азотированного рассола позволяет производить очистку в условиях пониженного гидростатического давления (на депрессии), что способствует более эффективному удалению твердых частиц и уменьшению повреждения пласта. Кроме того, после этого в течение нескольких часов можно освоить скважину закачкой одного лишь азота с помощью передвижной станции ТГА.

Это обеспечивает еще более тщательную очистку ствола и позволяет получить данные по динамике добычи, необходимые для подбора типоразмера УЭЦН и оценки работы скважины. Наконец, промывка скважины с применением колтюбинга, как правило, занимает всего два-три дня – на несколько дней меньше, чем при использовании традиционных методов



Азотно-компрессорная станция ТГА 10\251 C95
на территории Краснодарского
Компрессорного Завода.
Производительность – 10 м³/мин
Давление – до 250 атм. изб.
Чистота азота – 95%



Азотно-компрессорная станция ТГА 20\251 C95
на объекте
Производительность – 20 м³/мин
Давление – до 250 атм. изб.
Чистота азота – 95%

Отличительные особенности азотных станций ТГА

Станции ТГА отличаются от предшественников - станций СДА и НДА - улучшенными эксплуатационными характеристиками, повышенным межсервисным интервалом, широким списком дополнительного оборудования.

Основные преимущества ТГА:

- Повышенная чистота азота на выходе, регулируемая от 90–99%.
- Возможность увеличения давления станции в диапазоне от 10 до 100% в специальном исполнении.
- Возможность регулирования производительности от 10 до 100%.
- Оптимизация компоновки навесного оборудования для более легкого обслуживания станции.
- Модернизация капота – увеличены его надежность и долговечность.
- Микропроцессорная система автоматики обеспечивает возможность контроля при удаленном доступе, работа станции происходит автоматически.
- Модернизирована система охлаждения дизеля и компрессора, что позволяет станциям работать в более широком диапазоне температур окружающей среды.
- Стоимость станций ТГА на порядок ниже аналогичного импортного оборудования за счет применения отечественных компрессоров и уникальной схемы газоразделения.
- Газоразделение производится с использованием высокоселективных мембран.
- Получение необходимого давления производится одним компрессором, который выполняет роль основного и дожимающего. Это позволяет уменьшить массо-габаритные показатели станции, повысить ее надежность, снизить эксплуатационные затраты.

Исходя из индивидуальных производственных задач Заказчика, компания «ТЕГАС» предлагает исполнение азотных компрессорных станций: на шасси, на прицепе, на салазках.

Самоходные азотные компрессорные станции ТГА – высокоэффективные и исключительно надежные системы по получению азота из воздуха под высоким давлением.

Комплекс сервисных услуг ТЕГАС

ТЕГАС оказывает все необходимые сервисные услуги для компрессорного и газоразделительного оборудования. Представительства ТЕГАС расположены в Краснодаре, Москве, Сургуте, Новокузнецке.

Помимо сервиса, ТЕГАС оказывает также сопутствующие услуги:

- аудит пневмосистемы Заказчика, разработка плана ремонта и сервиса текущего оборудования;
- обучение персонала Заказчика работе на компрессорной технике;
- аренда компрессорного оборудования.

Аренда азотных и воздушных станций

Для проведения разовых или срочных работ ТЕГАС предлагает азотные и воздушные станции ТГА в аренду. Станции установлены на шасси КАМАЗ. При необходимости возможна перестановка в контейнер либо на салазки. Обслуживание и сервис станций производится силами компании «ТЕГАС».

Направление аренды востребовано сегодня в таких операциях нефтегазовой и угольной отраслей, как: продувка и опрессовка нефте- и газопроводов, участие в операциях по обслуживанию нефтескважин, создание инертной среды в шахтах и т.д.

Успешность применения колтюбинговых технологий во многом определяется надежностью и эффективностью использования станций ТГА по выработке инертного газа (азота) для работы в составе колтюбинговых комплексов.

Азотные компрессорные станции ТГА – неотъемлемый инструмент нефтяной промышленности, надежная техника для операций колтюбинга, эксплуатирующаяся на крупнейших предприятиях России и СНГ.



Азотно-компрессорная станция ТГА 20\251 C95 на территории Краснодарского Компрессорного Завода.
Производительность – 20 м³/мин
Давление – до 250 атм. изб.
Чистота азота – 95%

«Тегас» – вместе в будущее!

Промышленная группа «ТЕГАС»

г. Краснодар

тел. +7(861) 299-09-09,

8 800 777 09 09

(бесплатный звонок

со всех телефонов РФ)

e-mail: info@tegas.ru

www.tegas.ru

e-mail: info@kkzav.ru

www.kkzav.ru



Уважаемые Коллеги!

ООО «НПО ВЕРТЕКС», являющееся ведущим научно-производственным предприятием нефтегазовой отрасли РФ в области разработки и производства высокоэффективного сепарационного оборудования, проводит в период с 20 по 24 мая 2013 г.

межотраслевую научно-практическую конференцию на тему:

«Актуальные технико-технологические разработки в области подготовки, транспорта газа и утилизации ПНГ».

К обсуждению предлагаются следующие актуальные вопросы:

- проблемы с очисткой газового потока, возникающие на объектах Заказчика;
- снижение затрат и повышение качества очистки газа от механических примесей и капельной жидкости;
- ремонт и модернизация сепарационного оборудования на объектах Заказчика;
- оборудование для комплексной подготовки газа, газораспределительных и компрессорных станций;
- новые виды мобильной сепарационной техники;
- новые технологии по утилизации ПНГ и многие другие вопросы отрасли.



Заявки на участие просим заблаговременно направлять в наш адрес по тел./факсу: (861) 279-00-48.

Справки по тел.: +7 (918) 247-98-53,

e-mail: TTL@npo-vertex.ru



Серия конференций
**«ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ
БЕЗОПАСНОСТЬ
РОССИИ»**

● **Супервайзинг бурения**
25–26 апреля 2013

● **Интеллектуальное
месторождение:
мировая практика
и современные технологии**
14–15 мая 2013

● **Управление рисками
на предприятиях
нефтегазовой отрасли**
13–14 июня 2013

● **Управление инновациями
в нефтегазовой отрасли**
24–25 октября 2013

● **Противокоррозионная защита –
ключ к энергетической
и экологической безопасности**
3–5 декабря 2013



Российский Государственный Университет нефти и газа
имени И.М. Губкина совместно с Межрегиональной
Общественной Организацией НТО нефтяников и газовиков
приглашают Вас принять участие в серии конференций
«Энергетическая безопасность России», которая состоится
в 2013 году в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

ИТОГИ X СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ВЫСТАВКИ «НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО – 2013»

RESULTS OF THE 10TH SPECIALIZED EXHIBITION OIL. GAS. ENERGO – 2013

С 13 по 15 февраля в СКК «Оренбуржье» прошла юбилейная X выставка «Нефть. Газ. Энерго – 2013».

Организаторами ежегодного мероприятия выступают Правительство Оренбургской области, Министерство экономического развития, промышленной политики и торговли Оренбургской области, торгово-промышленная палата Оренбургской области и ОАО «УралЭкспо».

Выставка вновь стала крупномасштабным мероприятием, собравшим под своей крышей организации более чем из 30 регионов России. Среди них Москва, Санкт-Петербург, Екатеринбург, Уфа, Самара, Казань, Пенза, Нижний Новгород, Рязань, Новосибирск, Орел, Смоленск, Ижевск, Набережные Челны, а также на выставке присутствовали предприятия Республики Казахстан. Экспонентами стали более 100 компаний, относящихся к нефтяной, газовой и энергетической отраслям. Среди участников – ЗАО «Техносфера», ООО УК «Татнефть-Энергосервис», ТОО «Уральская торгово-промышленная компания», ООО «Элемер-Уфа», ООО «НТА-Пром» и др. Активными участниками и посетителями выставки ежегодно выступают такие компании, как ОАО «Оренбургнефть», ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «Оренбургрегионгаз», ООО «Газпромтранс». Количество компаний, участвующих в экспозиции и посещающих стенды потенциальных партнеров, растет с каждым годом, что лишний раз подтверждает заинтересованность предприятий и их стремление к сотрудничеству и обмену опытом.

На торжественном открытии выставки с приветственным словом выступил губернатор Оренбургской области Юрий Берг. Поприветствовав гостей и экспонентов, он отметил, что неслучайно выставка «Нефть. Газ. Энерго» проводится именно в Оренбурге, так как на территории Оренбургской области добывается более 20 миллионов тонн нефти, порядка 24 миллиардов кубометров газа, и можно смело сказать, что Оренбуржье – нефтегазодобывающий регион. Также на торжественном открытии выступили директор

The 10th Jubilee Exhibition Oil. Gas. Energo was held in exposition center ORENBURSHIE on February 13–15.

The annual event was organized by the government of Orenburg Region, Ministry of Economic Development, Industrial Policy and Trade of Orenburg Region, Commerce and Industry Chamber of Orenburg Region and UralExpo JSC.

The exhibition became a large-scale event, which brought together the organizations from over 30 regions of Russia including Moscow, St. Petersburg, Yekaterinburg, Ufa, Samara, Kazan, Penza, Nizhny Novgorod, Ryazan, Novosibirsk, Orel, Smolensk, Izhevsk, Naberezhnye Chelny. Enterprises of the Republic of Kazakhstan were present at the exhibition. Among the exponents there were over 100 companies representing oil, gas and energy industries such as Technosfera OJSC, Tatneft Energoservice UK LLC, Ural Trade and Industry Company LLP, Elemer-UFA LLC, NTA-Prom LLC and other companies. Among the regular active participants of the exhibition there are Orenburgneft OJSC, Gazprom Dobycha Orenburg LLC, Orenburgregiongaz LLC, Gazpromtrans LLC. The number of companies taking part in the exposition and visiting the stands of potential partners grows every other year, confirming the interest of enterprises and their eagerness for cooperation and experience exchange.

At the opening ceremony the participants of the exhibition were addressed by the Governor of Orenburg Region Yuri Berg. Having greeted the guests and the exponents, he noted that it is not by accident that the exhibition "Oil, Gas. Energo" is held in Orenburg, since Orenburg Region is a major O&G region producing over 20 million tons of oil, 24 billion cubic meters of gas. The opening speech was continued by the report of Oleg Dimov, director of TNK BP Orenburg, a branch of TNK BP Management OJSC. He told about the responsibility of Orenburg O&G producing companies to the region and the necessity of using state-of-the-art technologies for boosting and



ООО «ФракДжет-Волга»

ДОРОЖИМ
ДОСТИГНУТЫМ,
РАБОТАЕМ НАД
ПЕРСПЕКТИВОЙ

conferences and exhibitions



филиала ОАО «ТНК – ВР Менеджмент» – «ТНК – ВР Оренбург» Олег Димов, рассказав об ответственности оренбургских нефтегазодобывающих компаний перед областью и необходимости использования современных новейших технологий, чтобы наращивать добычу, увеличивать поступления в бюджет. Первый заместитель генерального директора ООО «Газпром добыча Оренбург» Александр Мокшаев в своем обращении к гостям рассказал о планах совместно с Министерством экономического развития, промышленной политики и торговли Оренбургской области начать серьезную работу по созданию кластера на базе нефтехимических предприятий. Задача кластера – решение вопросов утилизации попутного нефтяного газа и расширение линейки газомоторного топлива в Оренбургской области и близлежащих регионах.

За время работы выставки участники, специалисты нефтегазовых предприятий, ученые и представители власти посетили мероприятия деловой программы: круглые столы, семинары, конференции.

Министерство экономического развития, промышленной политики и торговли Оренбургской области совместно с ООО «Хевел» и ООО «Дельфин и К» организовали круглый стол «Перспективы развития ВИЭ и объектов альтернативной энергетики в Оренбургской области».

ООО «Газпром межрегионгаз Оренбург» организовало круглый стол на тему «Решение вопросов эффективности объектов теплоснабжения за счет внедрения областной целевой программы «Модернизация объектов коммунальной инфраструктуры Оренбургской области» на 2012–2016 годы. Опыт привлечения средств инвесторов».

ООО «Глобал Мониторинг», оператор региональной навигационно-информационной системы по Оренбургской области, представило семинар на тему «Изменения в нормативных документах, касающихся оснащения транспортных

budget revenues. In his address to the guests Senior Deputy Director General of Gazprom Dobycha Orenburg LLC Alexander Mokshayev told about the company's prospected cooperation with the Ministry of Economic Development, Industrial Policy and Trade of Orenburg Region for creation of petrochemical cluster in Orenburg Region. The objective of the cluster is to recycle the associated petroleum gas and expand the range of gas-engine fuel in Orenburg Region and nearby regions.

During the conference the participants, specialists of O&G companies, scientists and representatives of authorities visited the events of business program: round tables, seminars, conferences.

The Ministry of Economic Development, Industrial Policy and Trade of Orenburg Region, Hevel LLC, Delfin & K LLC organized a round table Avenues of RES and Alternative Energy Sites in Orenburg Region.

Gazpromregiongaz Orenburg organized a round table "Raising the efficiency of heat supply sites via target program Modernization of Utility Sites Infrastructure in 2012–2016. Experience of investment raising".

Global Monitoring LLC, regional operator of navigation and information system in Orenburg Region presented a workshop Changes in normative documents related to equipping transport vehicles by GLONASS devices and tachographs.

The branch of Gubkin Russian State O&G University held a workshop Promising Avenues of Fuel Production.

Other workshops were organized by Business Initiative Education Center LLC, Meridian Land Use Planning Company, ElMetro Engineering, Chelyabinsk, Metran PG CJSC, Aerospace Institute at Orenburg State University. The total list of events is available on the site www.uralexpo.ru.

The principal objective of the exponents and visitors of Oil. Gas. Energy – 2013 is search for new business contacts, receiving innovative and

средств аппаратурой ГЛОНАСС и тахографами».

Филиал РГУ нефти газа им. И.М. Губкина провел семинар «Перспективные направления производства топлив».

Также организаторами семинаров выступили ООО «Центр обучения «Деловая инициатива», землеустроительная компания «Меридиан», компания «ЭлМетро-Инжиниринг», г. Челябинск, ЗАО ПГ «Метран», Аэрокосмический институт ОГУ и др. С полным перечнем мероприятий Вы можете ознакомиться на сайте www.uralexpo.ru.

Главной целью экспонентов и посетителей выставки «Нефть. Газ. Энерго – 2013» является поиск новых деловых контактов, получение инновационной, актуальной информации по развитию нефтяной, газовой и энергетической промышленности, поиск нового оборудования и технологий. Можно с гордостью сказать, что цели достигнуты. С каждым годом количество участников и посетителей выставки растет. По подсчетам организаторов, за три дня работы выставку посетили более 2000 человек. По данным опроса, более 95% экспонентов полностью или в значительной степени реализовали поставленные перед собой задачи. Более 75% участников планируют снова принять участие в выставке «Нефть. Газ. Энерго». ©



other relevant information on the development of oil, gas and energy industry, search for new equipment and technologies. We can say with proud that these objectives were met. The number of participants and visitors of the exhibition grows from year to year. According to the calculations of the organizers, the exhibition was attended by 2000 people in 3 days. According to the poll, 95% of the participants completely or almost completely reached their objectives. Over 75% of participants are going to take part in the exhibition Oil. Gas. Energo once again. ©



www.oilgasconference.ru



+7 (861) 248-94-51 (-54) info@oilgasconference.ru



info@oilgasconference.ru

МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО - ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов - 2013

25 - 30 марта 2013 г., Сочи



- проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов, интегрированные проекты;
- строительство промысловых и магистральных трубопроводов;
- техника и технология ГНБ;
- трубы, трубопроводная и запорная арматура;
- инновационные технологии мониторинга технического состояния трубопроводных систем;
- оборудование насосных и компрессорных станций;
- строительство и эксплуатация нефтегазохранилищ, резервуарное оборудование;
- строительство и эксплуатация подземных хранилищ газа, интеллектуальные системы их мониторинга;
- борьба с коррозией, предупреждение и ликвидация АСПО;
- современные технологии, материалы и реагенты в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- физико-химические методы регулирования структурно-реологических свойств нефтей;
- автоматизация инфраструктур, КИП, ИТ-технологии;
- сервисные работы в процессах строительства и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- обслуживание и охрана трубопроводов, обеспечение промышленной, пожарной и экологической безопасности;
- ликвидация аварийных разливов нефти.

информационные партнеры



Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

27 мая - 1 июня 2013 г., Геленджик



- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов, моделирование и оценка технологической эффективности МУН;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- гидроразрыв пласта;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабоцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;
- резка вторых стволов;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин;
- применение колтюбинговых технологий;
- внутрискваженный инструмент и технологическое оборудование;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

информационные партнеры

информационные партнеры





**ATYRAU
OIL & GAS**

**12-я Северо-Каспийская
региональная выставка
“Атырау нефть и газ”**

16-18 апреля 2013

**Атырау • Казахстан
Спорткомплекс Атырау**

www.oil-gas.kz

www.atyrauoilgas.com

www.oiltech-atyrau.com



**Региональное событие
глобальной индустрии**



ITE (Лондон)
ITECA (Алматы)
ITECA (Атырау)
GIMA (Гамбург)

Тел.: +44 (0) 20 7596 5000
Тел.: +7 (727) 258 34 34
Тел.: +7 (7122) 58 60 88
Тел.: +49 (0) 40 235 24 201

Факс: +44 (0) 20 7596 5106
Факс: +7 (727) 258 34 44
Факс: +7 (7122) 58 61 51
Факс: +49 (0) 40 235 24 410

E.oilgas@ite-exhibitions.com
E.oil-gas@iteca.kz
E.natalia.makischeva@iteca.kz
E.freckmann@gima.de



OGU

17-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

14 - 16
МАЯ 2013
ТАШКЕНТ
УЗБЕКИСТАН



www.ogu-expo.ru

ВЕДУЩИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ УЗБЕКИСТАНА

РЕСТАУРАЦИЯ





АНКЕТА «ВРЕМЕНИ КОЛТЮБИНГА» COILED TUBING TIMES QUESTIONNAIRE

Вниманию респондентов были предложены следующие вопросы:

The following questions were asked:

- 1) Как давно Вы знаете наш журнал?
How long have you known our Journal?
- 2) О каких колтюбинговых технологиях и внутрискважинных операциях Вам хотелось бы прочесть на страницах «Времени колтюбинга»?
About which coiled tubing technologies and well intervention operations would you like to read in Coiled Tubing Times Journal?
- 3) О технических возможностях каких видов нефтесервисного оборудования Вам хотелось бы узнать больше?
Which types of oilfield service equipment are you interested in (as regards their technical capabilities)?
 - Колтюбинговые установки
 - Coiled tubing units
 - Полнокомплектные комплексы для бурения скважин с использованием гибкой (неразрывной) трубы
 - Complete coiled tubing drilling complexes
 - Азотные агрегаты
 - Nitrogen units
 - Цементируемые агрегаты
 - Cementing units
 - Управляемые компоновки низа бурильной колонны
 - Controlled BHAs
 - Контрольно-регистрирующие системы
 - Data acquisition systems
 - Комплексы для гидроразрыва пласта
 - Hydraulic fracturing complexes
 - Другое оборудование (Ваш вариант)
 - Other equipment (Your version)
- 4) Какие технологии ПНП применяются на Вашем предприятии?
Which EOR technologies are used in your Company?
- 5) Какие колтюбинговые операции у Вас освоены, а какие – в перспективе?
What kind of coiled tubing operations are mastered by your Company and which are planned to be mastered in the future?
- 6) Предложите актуальные, на Ваш взгляд, проблемы и вопросы, которые могли бы стать темами новых номеров журнала «Время колтюбинга».
Could you, please, suggest some topical issues and/or questions that can be covered in the future issues of Coiled Tubing Times Journal?
- 7) Изложите, пожалуйста, Ваши пожелания журналу «Время колтюбинга». Чего не хватает изданию? На кого следует равняться? Какие авторитетные источники информации Вы могли бы предложить в качестве образца?
Do you have any recommendations you want to address to Coiled Tubing Times Journal? Does the Journal miss anything? Are there any competitors we need to look up to? What established information sources could you suggest as an example?
- 8) Какие современные технологии нефтегазового сервиса, в том числе с использованием колтюбинга, на Ваш взгляд, нужны сегодня в первую очередь?
What up-to-date oilfield service technologies (including those with coiled tubing utilization) the industry requires first of all?
- 9) Какие технологии ПНП будут востребованы в ближайшей (5–10 лет) перспективе?
What EOR technologies will be in demand in the near term (5–10 years)?

АНКЕТА «ВРЕМЕНИ КОЛТЮБИНГА»

**Хамидуллин Алмас Нурлыгоянович,
генеральный директор ООО «Койлтюбинг-Сервис»**

1. С 2002 года, т.е. с момента основания.
2. О технологиях ГРП; о бурении скважин с ГНКТ.
3. Полнокомплектные комплексы для бурения скважин с использованием гибкой (неразрывной) трубы; азотные агрегаты; цементировочные агрегаты; управляемые компоновки низа бурильной колонны; контрольно-регистрирующие системы; комплексы для гидроразрыва пласта.
4. Заявленные заказчиком, так как мы являемся сервисным предприятием.
5. Освоены практически все кольтюбинговые технологии, кроме бурения на ГНКТ.
6. Технологии ГРП и оборудование для них; освоение скважин после бурения и КРС, после ГРП; бурение скважин с горизонтальными стволами с ГНКТ.
7. –
8. Бурение скважин с ГНКТ, в т.ч. с горизонтальным стволом.
9. Комплексные технологии с селективным воздействием с использованием многокомпонентных систем.

**Семикин Дмитрий Анатольевич,
начальник отдела разработки нефтяных
и газовых месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-
Нижневожскнефть»**

1. 3 года.
2. Освоение скважин; селективная обработка ПЗП с горизонтальным окончанием; геофизические исследования.
3. Колттюбинговые установки; полнокомплектные комплексы для бурения скважин с использованием гибкой (неразрывной) трубы; азотные агрегаты.
4. Обработки ПЗП.
5. Всё в перспективе.
6. Применение колттюбинга на морских платформах.
7. –
8. Весь комплекс работ в протяженных горизонтальных скважинах.
9. Весь комплекс работ в протяженных горизонтальных скважинах.

**Чернов Дмитрий Борисович, начальник СНТ
ГРП, ГНКТ, РЭЛНКТ ООО «РН-Пурнефтегаз»**

1. С 2011 года.
2. –
3. Колттюбинговые установки; азотные агрегаты; цементировочные агрегаты; контрольно-регистрирующие системы; комплексы для гидроразрыва пласта.
4. –

**Khamidullin Almas Nurlygoyanovich,
General Director, Coiled Tubing Service, LLC**

1. Since 2002, i.e. from the date of Journal foundation.
2. About hydraulic fracturing and coiled tubing drilling technologies.
3. Complete coiled tubing drilling complexes; nitrogen units; cementing units; controlled BHA's; data acquisition systems; hydraulic fracturing complexes.
4. Since we are a service company, we use those technologies that are specified by our customers.
5. We've mastered almost all coiled tubing technologies, except coiled tubing drilling.
6. Hydraulic fracturing technologies and associated equipment; completion of wells after drilling, workover and hydraulic fracturing operations; coiled tubing drilling of horizontal wells.
7. –
8. Coiled tubing drilling, including horizontal drilling.
9. Complex technologies of selective action based on multi-component systems.

**Semikin Dmitriy Anatoljevich, Head
of the Department for Oil and Gas Fields
Development, LUKOIL-Nizhnevolzhskneft, LLC**

1. For 3 years.
2. About well development technologies; selective bottomhole formation zone treatments of horizontal wells; geophysical surveys.
3. Coiled tubing units; complete coiled tubing drilling complexes; nitrogen units.
4. Bottomhole formation zone treatments.
5. We plan to master coiled tubing technologies in the nearest future.
6. Utilization of coiled tubing at offshore platforms.
7. –
8. Whole complex of operations in long horizontal wells.
9. Whole complex of operations in long horizontal wells.

**Chernov Dmitriy Borisovich, Head
of a number of service subdivisions of
RN-Purneftegaz, LLC**

1. Since 2011.
2. –
3. Coiled tubing units; nitrogen units; cementing units; data acquisition systems; hydraulic fracturing complexes.
4. –
5. Hydraulic jet perforation; well development; trips.
6. –
7. –
8. –
9. Water shut-off and cement squeeze operations.



COILED TUBING TIMES QUESTIONNAIRE

5. ГПП; освоение; СПО.
6. –
7. –
8. –
9. Ограничение водопритока; РИР. Лично мое мнение: койл в будущем должен вытеснить КРС полностью (время, деньги, качество).

Гильманов Ринат Накибович, инженер-проектировщик, ЗАО «БВТ-Восток»

1. 3 года.
2. ГИС; кислотные обработки.
3. Колтубинговые установки; контрольно-регистрирующие системы; комплексы для гидроразрыва пласта.
4. ОПЗ; освоение; солянокислотные обработки.
5. ГИС с ГНКТ; вытеснение гидратных пробок; освоение; нормализация забоя.
6. ГИС с ГНКТ; обработка призабойной зоны СКС; увеличение прохода ГНКТ в горизонтальных скважинах.
7. –
8. ГИС через оптоволоконный кабель.
9. Многостадийный ГРП с горизонтальным участком.

Кобец Андрей Николаевич, ведущий инженер, РУП «ПО «Белоруснефть»

1. 5 лет.
2. Технологии капитального ремонта и освоения скважин; технологии бурения с колтубингом.
3. Колтубинговые установки; полнокомплектные комплексы для бурения скважин с использованием гибкой (неразрывной) трубы; управляемые компоновки низа бурильной колонны.
4. Переход на вышележащие интервалы; изоляционные работы; закачка потокоотклоняющих жидкостей и химических реагентов и др.
5. Освоение, промывки скважин; отмыв проппанта; бурение; бурение на депрессии; растепление скважин; проведение СКО; пенокислотных обработок.
6. Хранение ГТ; расчет срока «жизни» ГТ; проведение ремонтных работ, аварийных работ с использованием колтубинга.
7. Больше печатать информации об уже выполненных работах с уже полученными результатами, которые можно пропагандировать.
8. Проведение ГРП; бурение боковых стволов; освоение многоствольных скважин; проведение геофизических работ; проведение работ в горизонтальных стволах; в труднодоступных точках скважины.
9. Многостадийный ГРП; бурение боковых стволов; извлечение трудноизвлекаемых запасов. ►

My personal opinion: coiled tubing operations should completely replace well workover operations in the future (time, money, quality).

Gil'manov Rinat Nakibovich, Design Engineer, BVT-Vostok, CJSC

1. For 3 years.
2. About well logging and acid treatment operations.
3. Coiled tubing units; data acquisition systems; hydraulic fracturing complexes.
4. Bottomhole treatments; well completions; hydrochloric acid treatments.
5. Coiled tubing well logging operations; hydrate plugs removal operations; well development; bottomhole cleaning operations.
6. Coiled tubing well logging operations; bottomhole treatments using hydrochloric acid solutions; increase of coiled tubing reach in horizontal wells.
7. –
8. Well logging operations using fiber optic cable.
9. Multi-stage hydraulic fracturing operations in horizontal sections.

Kobets Andrey Nikolaevich, Senior Engineer, RUP PO Belarusneft

1. For 5 years.
2. About well workover and well completion technologies; coiled tubing drilling technologies.
3. Coiled tubing units; complete coiled tubing drilling complexes; controlled BHA's.
4. Moving to overlying intervals; cement squeeze operations; injection of water diverting agents, chemicals, etc.
5. Well development, well cleanouts; proppant washout; drilling; underbalanced drilling; hot oiling jobs; hydrochloric acid treatments; foam-acid treatments.
6. CT storage; CT fatigue life estimation; repair operations; emergency operations with coiled tubing utilization.
7. I would suggest the Journal to publish more information about already performed operations with given results that can be promoted.
8. Hydraulic fracturing operations; sidetracking; multilateral wells completion; logging operations; operations in horizontal wellbores and hard-to-reach well points.
9. Multi-stage hydraulic fracturing operations; sidetracking; development of hard-to-recover reserves.

Korobeynikov Eugene Vladimirovich, Deputy Director of Engineering Center, Neftserviceholding, LLC

1. For 1 year.
2. About underbalanced formation drilling; coiled tubing drilling of wells and lateral holes. ►

АНКЕТА «ВРЕМЕНИ КОЛТЮБИНГА»

**Коробейников Евгений Владимирович,
заместитель руководителя инженерного
центра ООО «Нефтьсервисхолдинг»**

1. 1 год.
2. Вскрытие продуктивного пласта на депрессии; бурение скважин и боковых стволов с ГНКТ.
3. Колтюбинговые установки; полнокомплектные комплексы для бурения скважин с использованием гибкой (неразрывной) трубы; управляемые компоновки низа бурильной колонны.
4. Метод фильтрационных взрывных волн.
5. Еще не освоены, в перспективе – вскрытие продуктивного пласта на депрессии.
6. Опыт различных подрядчиков при бурении на депрессии.
7. Журнал самостоятельно развивается. Настоящий формат подачи материалов вполне устраивает.
8. ГРП; вскрытие пласта на депрессии.
9. ГРП; вскрытие пласта на депрессии.

**Ефремов Александр Владимирович,
руководитель проекта ЗАО «ИНК-Сервис»**

1. Познакомился с журналом 2–3 года назад.
2. Ловильные работы.
3. Полнокомплектные комплексы для бурения скважин с использованием гибкой (неразрывной) трубы; управляемые компоновки низа бурильной колонны; контрольно-регистрирующие системы.
4. Колтюбинговый проект на нашем предприятии стартует зимой этого (2013) года.
5. –
6. –
7. –
8. –
9. –

**Соловьев Дмитрий Анатольевич,
зам. начальника отдела эксплуатации
и обустройства строящихся объектов
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»**

1. 2 года.
2. Интересно все, что касается шельфовых месторождений и, соответственно, скважин с большим горизонтальным участком ствола (до 5000 м).
3. Колтюбинговые установки; азотные агрегаты; цементирующие агрегаты.
4. Селективные обработки ПЗП.
5. В перспективе геофизические работы, освоение скважин.
6. Размещение колтюбингового оборудования на морских платформах; производители колтюбингового оборудования (по миру) и характеристики их продукции; использование специализированных судов для проведения работ.
7. Освещать опыт работы на шельфе. Пусть пока в основном западный.

3. Coiled tubing units; complete coiled tubing drilling complexes; controlled BHA's.
4. Our Company uses EOR techniques based on filtration blast waves.
5. None of them are mastered yet. But we plan to master underbalanced CT drilling in the nearest future.
6. Field experience of underbalanced drilling gained by various contractors.
7. The Journal is consistently developing. In my opinion, the way the materials are presented is good enough.
8. Hydraulic fracturing; underbalanced drilling.
9. Hydraulic fracturing; underbalanced drilling.

**Efremov Alexander Vladimirovich, Project
Manager, INK-Service, CJSC**

1. I got acquainted with the Journal about 2 or 3 years ago.
2. Fishing operations
3. Complete coiled tubing drilling complexes; nitrogen units; controlled BHA's; data acquisition systems.
4. –
5. Coiled Tubing Project in our Company will be launched in the beginning of this (2013) year.
6. –
7. –
8. –
9. –

**Solovjev Dmitriy Anatoljevich, Deputy
Head of the Department for Operation and
Development of Facilities Under Construction,
LUKOIL-Nizhnevolzhskneft, LLC**

1. For 2 years.
2. I'm interested in everything that is connected with offshore fields and wells with long (up to 16,400 ft) horizontal sections.
3. Coiled tubing units; nitrogen units; cementing units.
4. Selective treatments of bottomhole formation zones.
5. We plan to master geophysical and well development operations.
6. Utilization of coiled tubing equipment at offshore platforms; coiled tubing equipment manufacturers (both international and domestic) and specifications of their products; utilization of specialized vessels during offshore operations.
7. I would recommend the Journal to cover the topic connected with offshore operations, even though such operations are mostly performed outside Russia.
8. –
9. –

Kovalchuk Dmitriy Alexandrovich, Process



COILED TUBING TIMES QUESTIONNAIRE

8. –
9. –

Ковальчук Дмитрий Александрович, инженер-технолог, ЗАО «БВТ-Восток»

1. 3 года.
2. Интересно было бы прочитать про инновационные технологии, применяемые ведущими сервисными компаниями мира.
3. Колтубинговые установки; полнокомплектные комплексы для бурения скважин с использованием гибкой (неразрывной) трубы; комплексы для гидроразрыва пласта.
4. Очистка ПЗП; нормализация забоя; растепление скважин; ГПП.
5. ГИС, освоение скважин; нормализация забоя; а в перспективе – разбуривание многостадийных компоновок.
6. –
7. У вас замечательный журнал. Продолжайте в том же духе!
8. ГНКТ с оптоволоконным кабелем (ACTive*).
9. Доставка ГИС на ГНКТ; МГРП; кислотные обработки; ГПП.

Давлетшина Люция Фаритовна, доцент кафедры технологии химических веществ (ТХВ) ГРУ нефти и газа им. И.М. Губкина

1. 5 лет.
2. Вся информация о ГТ: оборудование, технологии. Очень не хватает аналитики по применению ГТ в мире и в РФ.
3. –
4. –
5. –
6. Интересны вопросы: о пластиковых ГТ, о новых разработках в области ГРП и кислотных обработок.
7. Для поднятия рейтинга в научной среде журналу необходимо войти в список цитируемых журналов ВАК РФ.
8. Все технологии ОПЗ; очень интересно оснащение ГТ геофизическим оборудованием для контроля проводимых работ.
9. Тепловые методы закачки газа; закачка химических реагентов.

Бутов Юрий Александрович, зав. отделом строительства скважин БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть»

1. С истоков.
2. Бурение на депрессии; техника и технологии забуривания боковых стволов из горизонтальных стволов в карбонатных коллекторах.
3. Колтубинговые установки, полнокомплектные комплексы для бурения скважин с использованием гибкой (неразрывной) трубы; управляемые

Engineer, BVT-Vostok, CJSC

1. For 3 years.
2. It would be interesting to read about innovative technologies implemented by major international oilfield service companies.
3. Coiled tubing units; complete coiled tubing drilling complexes; hydraulic fracturing complexes.
4. Bottomhole formation zone treatments; bottomhole cleaning operations; hydraulic jet perforation and hot oiling jobs.
5. We mastered well logging operations; development of wells and bottomhole cleaning operations. We plan to master drilling of multi-stage assemblies.
6. –
7. Your Journal is remarkable. Keep this up!
8. Coiled tubing with fiber optic cable (ACTive*).
9. Conveying of logging tools with the help of coiled tubing; multi-stage hydraulic fracturing; acid treatments; hydraulic jet perforation.

Davletshina Lyutsiya Faritovna, Associate Professor, Department of Chemicals Technologies, The I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas

1. For 5 years.
2. I would like to read about all aspects of coiled tubing: equipment, technologies. I feel the lack of analytical materials concerning application of coiled tubing both in the world and in Russia.
3. –
4. –
5. –
6. I'm interested in the following questions: plastic pipes, new developments in the area of hydraulic fracturing and acid treatments.
7. In order to increase scientific rating of the Journal you should get into the list of journals cited by Higher Attestation Commission of the Russian Federation.
8. All bottomhole treatment technologies; equipping of coiled tubing with geophysical tools in order to control performed operations.
9. Thermal techniques of gas injection; injection of chemical agents.

Butov Yuriy Alexandrovich, BelNIPINeft, Head of Well Construction Division, RUP PO Belarusneft

1. Since the moment of Journal foundation.
2. About underbalanced drilling; methods and technologies of sidetracking out of horizontal sections in carbonate reservoirs.
3. Coiled tubing units; complete coiled tubing drilling complexes; controlled BHA's; data acquisition systems; bottomhole loader

АНКЕТА «ВРЕМЕНИ КОЛТЮБИНГА»

компоновки низа бурильной колонны; контрольно-регистрирующие системы; забойный нагрузатель (забойный автомат подачи).

4. Гидроразрыв; кислотный гидроразрыв; вибрационное воздействие; ОРЭ.
5. Обработки призабойной зоны; бурение направленное; бурение на депрессии у нас в стадии развития. В перспективе: бурение многозабойных скважин, в том числе с депрессией; комплексное освоение технологии бурения боковых стволов: вырезание окон в обсадной колонне, бурение, геофизика.
6. Бурение на депрессии; забуивание боковых отводов из горизонтальных стволов.
7. Журнал хороший. Так держать!
8. Технологии добычи сланцевого газа.
9. Направленное бурение многозабойных скважин.

Сериков Дмитрий Александрович, старший инженер подразделения ГНКТ, «Шлюмберге Лоджелко Инк.»

1. Постоянно.
2. Любые сложные/нестандартные операции; новые технологии; мировой опыт (МГРП, ликвидация аварийных ситуаций и т.п.).
3. Колтюрбинговые установки, полнокомплектные комплексы для бурения скважин с использованием гибкой (неразрывной) трубы; азотные агрегаты; управляемые компоновки низа бурильной колонны; контрольно-регистрирующие системы; внутрискважинный инструмент; новые технологии (элементы КНК для ГНКТ).
4. Гидропескоструйная перфорация на ГНКТ плюс ГРП; МГРП; кислотные обработки.
5. ГПП плюс ГРП; фрезерование в многостадийных компоновках ГРП; ловильные работы; нормализация забоя; освоение; ГИС на ГНКТ. В перспективе – внедрение телеметрических систем, работающих в реальном времени.
6. Геофизические исследования на ГНКТ; работы на скважинах с повышенным пластовым давлением; работы на баженовских пластах.
7. Более широкий охват тем; не только информация о рынке России и СНГ, но и больше мировой практики.
8. Многостадийный ГРП; ГИС на ГНКТ в горизонтальных скважинах.
9. Многостадийный ГРП, ГПП плюс ГРП.

Редакция благодарит своих респондентов и предлагает читателям журнала присоединиться к их числу. Вырезанную и заполненную анкету отправьте, пожалуйста, по факсу: (+375 17 29 40 82) или отсканируйте и пришлите на cttimes@cttimes.org

(bottomhole automatic feed).

4. Hydraulic fracturing; acid fracturing; vibration impact; dual completions.
5. Bottomhole treatments; directional drilling; underbalanced drilling (on the stage of development). On the way: drilling of downhole splitters, including underbalanced drilling; complex mastering of sidetracking technology: cutting of windows in casing, drilling, geophysics.
6. Underbalanced drilling; sidetracking out of horizontal wellbores.
7. The Journal is a good one. Way to go!
8. Technologies of shale gas production.
9. Directional drilling of downhole splitters.

Serikov Dmitriy Alexandrovich, Senior Engineer, Coiled Tubing, Schlumberger Logelco Inc.

1. Since its foundation.
2. Any complex/non-standard operations; new technologies; global experience (multi-stage hydraulic fracturing, emergency response and so on).
3. Coiled tubing units; complete coiled tubing drilling complexes; nitrogen units; controlled BHA's; data acquisition systems; downhole tools; new technologies (BHA elements for coiled tubing)
4. CT-conveyed hydraulic jet perforation + hydraulic fracturing; multi-stage hydraulic fracturing; acid treatments.
5. We mastered hydraulic jet perforation + hydraulic fracturing operations; milling operations in multi-stage hydraulic fracturing assemblies; fishing operations; bottomhole cleaning; completions; well logging with CT utilization. On the way: implementation of real-time telemetry systems.
6. Well logging with CT utilization; operations in wells with high formation pressure; operations in Bazhenov formations.
7. I would recommend you to broaden the spectrum of topics presented. Try to provide not only information about the market of Russia and CIS countries, but also international practice.
8. Multi-stage hydraulic fracturing; CT-conveyed well logging in horizontal wells.
9. Multi-stage hydraulic fracturing; hydraulic jet perforation + hydraulic fracturing.

Editorial staff thank all responders for their answers and invites Coiled Tubing Times readers to join their ranks. Please, kindly fill in the questionnaire and fax it to: (+375 17 29 40 82) or scan it and send to cttimes@cttimes.org



Дорогие друзья!

Coiled/tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

Журнал «Время колтюбинга» просит Вас ответить на несколько вопросов

- 1) Ф.И.О. _____
- 2) Компания / организация _____
- 3) Должность _____
- 4) Как давно Вы знаете журнал? _____
- 5) О каких колтюбинговых технологиях и внутрискважинных операциях Вам хотелось бы прочесть на страницах «Времени колтюбинга»?

- 6) О технических возможностях каких видов нефтесервисного оборудования Вам хотелось бы узнать больше?
 - Колтюбинговые установки
 - Полнокомплектные комплексы для бурения скважин с использованием гибкой (неразрывной) трубы
 - Азотные агрегаты
 - Цементируемые агрегаты
 - Управляемые компоновки низа бурильной колонны
 - Контрольно-регистрирующие системы
 - Комплексы для гидроразрыва пласта
 - Другое оборудование (Ваш вариант)_____

- 7) Какие технологии ПНП применяются на Вашем предприятии?

- 8) Какие колтюбинговые операции у Вас освоены, а какие – в перспективе?





- 9) Предложите актуальные, на Ваш взгляд, проблемы и вопросы, которые могли бы стать темами новых номеров журнала «Время колтюбинга»

- 10) Изложите, пожалуйста, Ваши пожелания журналу «Время колтюбинга». Чего не хватает изданию? На кого следует равняться? Какие авторитетные источники информации Вы могли бы предложить в качестве образца?

- 11) Какие современные технологии нефтегазового сервиса, в том числе с использованием колтюбинга, на Ваш взгляд, нужны сегодня в первую очередь?

- 12) Какие технологии ПНП будут востребованы в ближайшей (5–10 лет) перспективе?

- 13) Хотели бы Вы получать еженедельную новостную рассылку с сайта www.cttimes.org?

- 14) Если Вы ответили положительно, то укажите, пожалуйста, свой электронный адрес.

Спасибо, что нашли время для ответа на наши вопросы!





**CASPIAN
OIL & GAS**

20-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ

**4 - 7
ИЮНЯ 2013
БАКУ
АЗЕРБАЙДЖАН**



www.caspianoilgas.ru

**ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ
КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА**





Фото: Н.Н. Ефимов
Photo: N.N. Efimov

Красота месторождений / The Beauty of Oilfields

Мы продолжаем публикацию фотографий, присланных нашими читателями.

В этом номере в рубрике «Красота месторождений» представлены работы сотрудников РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Ждем новые фотосюжеты по адресу
cttimes@cttimes.org

We continue to publish photos sent to us by our readers.

In this issue we present photos that were taken by the employees of the I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas.

We wait for your new photos. Send them to **cttimes@cttimes.org**



ООО «ФракДжет-Волга»

ДОРОЖИМ
ДОСТИГНУТЫМ,
РАБОТАЕМ НАД
ПЕРСПЕКТИВОЙ

Фото: Н.Н. Ефимов
Photo: N.N. Efimov

Красота месторождений / The Beauty of Oilfields



Фото: А.Н. Козлов
Photo: A.N. Kozlov





Фото: Шидгинов
Photo: Shitginov



Фото: А.Н. Козлов
Photo: A.N. Kozlov



Фото: Н.Н. Ефимов
Photo: N.N. Efimov

Красота месторождений / The Beauty of Oilfields



Фото: Н.Н. Ефимов
Photo: N.N. Efimov



ООО «ФракДжет-Волга»

ДОРОЖИМ
ДОСТИГНУТЫМ,
РАБОТАЕМ НАД
ПЕРСПЕКТИВОЙ



Фото: А.Н. Козлов
Photo: A.N. Kozlov

Красота месторождений / The Beauty of Oilfields



Фото: А.Н. Козлов
Photo: A.N. Kozlov



Фото: А.Н. Козлов
Photo: A.N. Kozlov



Фото: Шидгинов
Photo: Shitginov

«Альфа – омега» – последняя рубрика журнала «Время колтюбинга». Последняя по расположению в номере, но не по значимости. Материалы, которые мы здесь размещаем, на первый взгляд, не относятся к основной тематике журнала. Но мы знаем, что наши читатели – современные вдумчивые люди, живущие в быстро меняющемся, стремительном мире, желающие осмысливать эти изменения вместе с мыслителями, чьи идеи и прогнозы вот уже почти четыре года мы публикуем в «Альфе – омеге». Сегодня – пятнадцатый выпуск!

Alpha-Omega is the last column in the Coiled Tubing Times Journal. The last, but not the least. We present in it the materials which are, at first sight, not related to the major subject matter of the journal. But we know that our readers are serious minded people who live in the modern fast-paced world and wish to interpret its changes together with the great thinkers whose ideas and forecasts have been published by Alpha-Omega for almost four years. Today you see the fifteenth issue!

КНИГА – КАК КОЛЕСО THE BOOK IS LIKE THE WHEEL

Мы хотим вас познакомить с Умберто Эко.

«Как – познакомить?» – удивитесь вы. Конечно же, мы ни на йоту не сомневаемся, что этот автор вам прекрасно известен, прежде всего, своим романом «Имя розы», и что даже те из вас, кто не прочел этот культовый детектив, скорее всего, посмотрели одноименный фильм.

Но все же сегодня мы хотим вас именно познакомить. Потому что отрывки, которые мы выбрали для публикации, представят вам незнакомого Эко: не скрупулезного исследователя-медиевиста, а человека XXI века, стремящегося осмыслить динамику и вектор движения окружающего его (и нас!) мира.

Цитаты взяты из книги «Не пытайтесь избавиться от книг!» (вот такая тавтология), в которой под одной обложкой собраны диалоги Умберто Эко и Жана-Клода Карьера – известного киносценариста, патриарха французского кинематографа. Мы выбрали те реплики Эко, которые, на наш взгляд, достаточно полно характеризуют его отношение к заданной теме и представляют, как сказали бы раньше, его размышления «о времени и о себе».

Один из ключевых моментов диалогов: оппозиция «книга – компьютер». Эта тема нынче в большой моде.

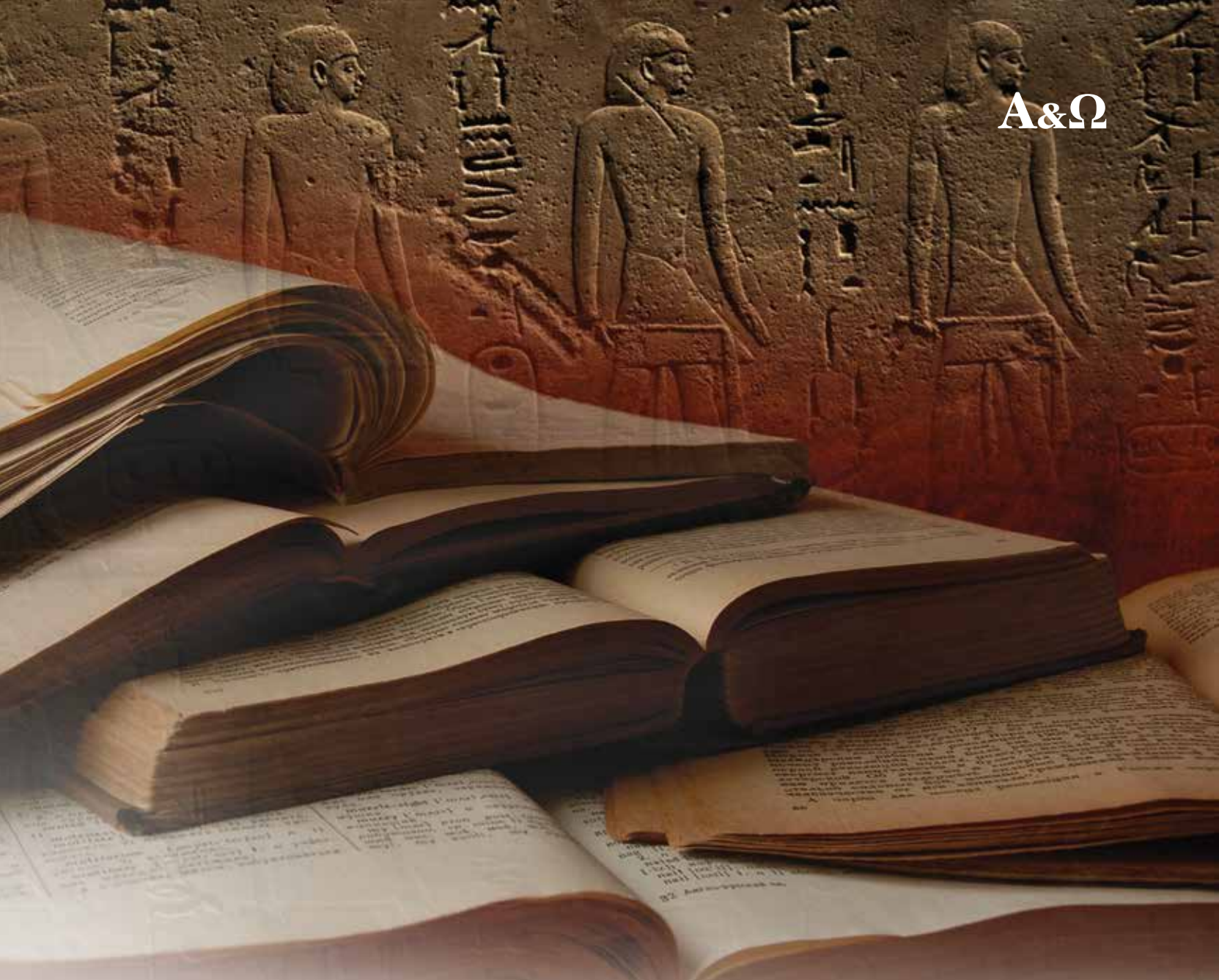
We would like you to meet Umberto Eco.

You may feel surprised, 'What do you mean – to meet?'. We have no doubts that you know this author perfectly well, first of all, due to *The Name of the Rose*, his extremely popular detective novel, seen, if not read, by most of us.

However, today it will still be the first meeting, because the excerpts we have chosen to publish will introduce to you an unknown Eco: not a scrupulous researching medievalist, but the representative of the 21st century who seeks for the progress and movement vector of the world around him (and us, too!).

The quotes are taken from the book entitled *This is not the End of the Book* (the tautology is meant), which contains under its cover the conversation between Umberto Eco and Jean-Claude Carrière, a famous French screenwriter, the patriarch of the French cinema art. We have chosen those of Eco's words that, to our mind, reflect in full his attitude to the subject of the conversation and represent his thoughts on the times and himself.

One of the key issues of the conversation is the opposition of the book and the computer. This topic



Ее обсуждают на серьезных научных конференциях и в телевизионных ток-шоу, в таблоидах и на интернет-форумах. Она волнует не только читателей всех возрастов и уровней образования, но и писателей, и книгоиздателей, и даже... производителей мебели. (Есть сведения, что IKEA больше не выпускает книжные полки). Традиционную книгу все чаще заменяют разнообразные электронные устройства, но так ли долговечны эти, призванные быть долговременными, носители информации?

В метро я порой бросаю взгляд на экраны ридеров и планшетников, помогающих попутчикам коротать время. Результатом такого серийного вуайеризма стало понимание, что большинство этих «мобильных» шедевров я не стала бы поглощать и в бумажном варианте. Не считая классики, конечно, но ее я с большего когда-то осилила. По крайней мере, ныне оцифрованный сегмент. Таково мое скромное размышление «о времени и о себе».

Умберто Эко рассматривает феномен книги сквозь свой более чем полувековой опыт работы с текстами. И более авторитетного мнения, поверьте, в современном нам мире услышать невозможно.

Галина Яхонтова

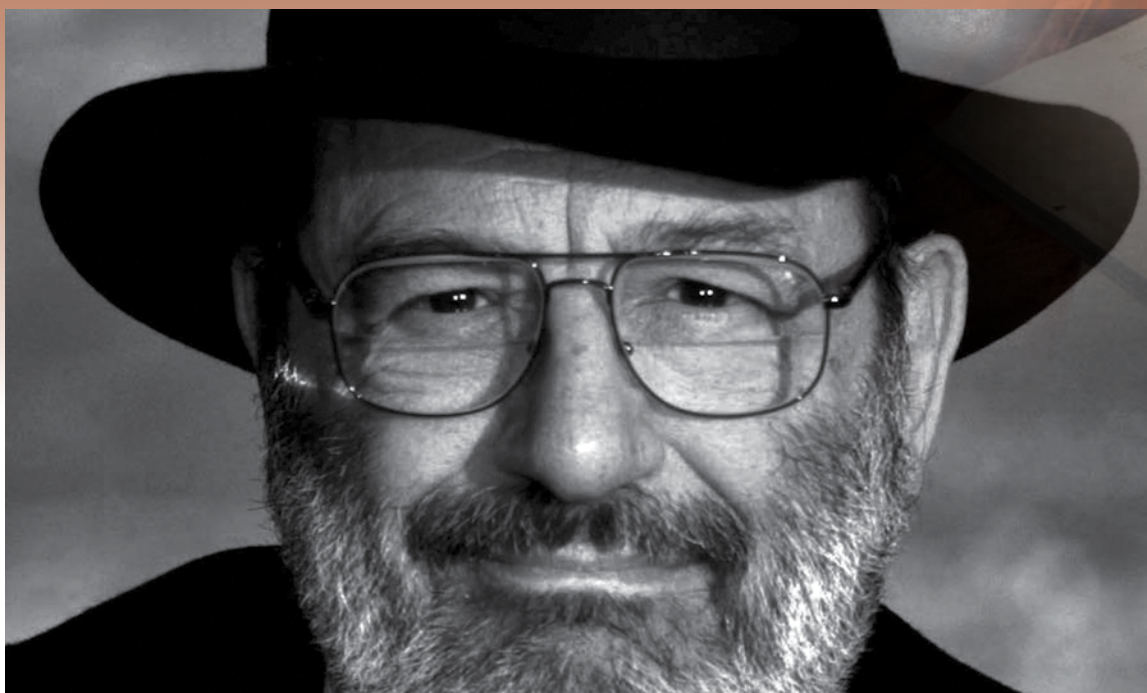
is in fashion nowadays. It becomes the subject matter of serious scientific conferences and TV talk shows; it is being discussed in tabloids and Internet forums. It is of interest not only to readers of all ages and levels of education, but also to writers, publishers and even... furniture manufacturers. (IKEA is now reported to have discontinued the production of bookshelves. A traditional book is being replaced by different electrical devices, but are these data carriers as long-lasting as they are alleged to be?)

When travelling by the underground I sometimes look at the screens of eBook Readers and iPads used by the passengers to while away time. This voyeurism experience has made me realize that most of those 'mobile masterpieces' wouldn't look tempting for me even if presented on paper. The only exception is classics, of course, but, for the most part, I have read it, at least the pieces existing now in digital version. These are my humble deliberations on the times and myself.

Umberto Eco studies the book phenomenon through his more than fifty years' experience of working with texts. Believe me, today we will hardly find anyone whose opinion is of more weight.

Galina Yakhontova

Умберто ЭКО Umberto ЕКО



Исчезнет ли книга с появлением интернета? Одно из двух: либо книга останется носителем информации, предназначенным для чтения, либо возникнет что-то другое, похожее на то, чем всегда была книга, даже до изобретения печатного станка. Всевозможные разновидности книги как объекта не изменили ни ее назначения, ни ее синтаксиса за более чем пять веков. Книга – как ложка, молоток, колесо или ножницы. После того как они были изобретены, ничего лучшего уже не придумаешь. Вы не сделаете ложку лучше, чем она есть. Возможно, будут как-то развиваться ее составляющие: скажем, страницы будут делаться не из бумаги. Но книга останется книгой.

Почему бы не вообразить, что в будущем исчезнет в свою очередь и такое прекрасное изобретение, как интернет. Так же как исчезли с наших небосклонов дирижабли.

Письмо – это технология коммуникации, непосредственно связанная с нашим телом. Раз уж его изобрели, отказаться от него невозможно. Тогда как наши современные изобретения – кино, радио, интернет – вовсе не физиологичны.

Ускорение, вызывающее постепенное ослабление памяти. Наверное, это одна из самых неразрешимых проблем нашей цивилизации. Мы придумываем множество инструментов для сохранения памяти, разнообразные формы регистрации и возможности передачи знаний.

Идея собирать книги очень древняя. Культ рукописной страницы, а позднее и книги, – столь же древний, как и сама письменность. Уже римляне стремились коллекционировать свитки.

Когда нужно спасать культурные символы, прятать их в надежное место, проще сберечь рукопись, кодекс, инкунабулу, книгу, чем скульптуру или произведение живописи.

Will the book disappear as a result of the Internet? One of two things will happen: either the book will continue to be the medium for reading, or its replacement will resemble what the book has always been, even before the invention of the printing press. Alterations to the book-as-object have modified neither its function nor its grammar for more than 500 years. The book is like the spoon, scissors, the hammer, the wheel. Once invented, it cannot be improved. Perhaps it will evolve in terms of components; perhaps the pages will no longer be made of paper. But it will still be the same thing.

Why not imagine that the fantastic invention that is the Internet may likewise disappear. Just as airships have disappeared from our skies.

Writing is the communication tool most closely linked to the body. Once invented, it could never be given up. Our modern inventions – cinema, radio, Internet – are not biological.

The increasing speed is contributing to the loss of our cultural heritage. That is definitely one of the thorniest issues of our time. We invent all kinds of tools to preserve our memories, all kinds of recording equipment, and ways in which to transport knowledge.

Collecting books is long-living trend. The cult of a manuscript and, later, a book is as ancient as the written language itself. Ancient Romans also collected their scrolls.

When the symbols of culture are under threat and are to be saved, to be hidden in a secure place, it is easier to save scrolls, codices, incunabula and books rather than sculptures or paintings.

Современные носители информации очень быстро выходят из употребления. Зачем же рисковать, обременяя себя предметами, которые, возможно, скоро превратятся в мертвый груз, станут нечитаемыми? Научно доказано, что книги превосходят любой объект, выпущенный на рынок нашей культурной индустрией за последние годы. Так что если мне придется спасать что-нибудь, что легко перемещается и доказало свою способность противостоять пагубному воздействию времени, я выберу книгу.

Скорость, с которой обновляются технологии, навязывает нам нестерпимый ритм постоянной перестройки наших ментальных привычек. Предполагается, что каждые два года необходимо менять компьютер, потому что именно так эти устройства и задуманы. Каждая новая технология предполагает приобретение новой системы рефлексов, требующей от нас все новых усилий, причем во все более сжатые сроки. Курам понадобилось около ста лет, чтобы научиться не переходить через дорогу. В конечном итоге их вид приспособился к новым условиям дорожного движения. У нас нет этого времени.

Наше дерзкое долголетие не должно скрывать от нас тот факт, что мир знаний находится в беспрестанном развитии и что нам удалось в полной мере ухватить из него только то, что вместились в ограниченный отрезок времени.

По поводу отвергнутых предсказаний: я получил однажды урок на всю жизнь. Тогда – я говорю про 60-е годы – я работал в одном издательстве. И вот к нам попадает работа одного американского социолога, где представлен очень интересный анализ новых поколений и возмущается о скором приходе поколения «белых воротничков» со стрижкой «ёжиком» (crew cut), на военный манер, которые будут абсолютно равнодушны к политике и т.д. Мы решили эту книгу перевести, но перевод оказался плохой, и мне пришлось полгода его переделывать. А тем временем пошел 67-й год, а затем случились волнения в Беркли и май 68-го, и аналитические высказывания этого социолога показались нам в высшей степени несостоятельными. Я взял рукопись и выбросил в мусорное ведро.

Не составители «Махабхараты» прозревали будущее. Это настоящее воплощает мечты людей, живших до нас.

Исчезновение настоящего происходит не только вследствие того факта, что мода, которая раньше властвовала по тридцать лет, теперь длится всего

Modern media formats quickly become obsolete. Why run the risk of choosing objects that may become mute and indecipherable? It is proven that books are superior to every other object that our cultural industries have put on the market in recent years. So, wanting to choose something easily transportable and that has shown itself equal to the ravages of time, I choose the book.

The speed with which technology reinvents itself has forced us into an unsustainably frequent reorganization of our mental habits. A computer is supposed to need replacing once in two years, because this is the scheme for the computers to be used. Every new piece of technology requires the acquisition of a new system of reflexes, which in turn requires effort on our part, and all of this on a shorter and shorter cycle. It took chickens almost a century to learn not to cross the road. In the end, the species did adapt to the new traffic conditions. But we don't have that kind of time.

Impudently living long lives we should still remember that the world of knowledge never stops in its development and we managed to take a full hold only of those of its components which may fit into a limited period of time.

As for giving up predictions, I once learned a life lesson. In the 60's I worked at a publishing house. One day we received a piece of writing where an American sociologist presented a most interesting analysis of the young generations and predicted the appearance of white-collar crew-cuts absolutely indifferent to politics, etc. We decided to translate the book, but as a result of bad translation it took me half a year to edit it. Meanwhile, there came 1967 with the student unrest in Berkeley and then May of 1968, and the analysis made by the sociologist seemed inconsistent to us. So, I threw away the manuscript.

It is not the authors of the Mahabharata who predicted the future. It is the present that embodies the dreams of those who lived earlier.

тридцать дней. Это также проблема морального устаревания предметов. Когда-то вы тратили несколько месяцев своей жизни, чтобы научиться кататься на велосипеде, но если вы приобрели этот навык, он остается с вами навсегда. А теперь вы тратите две недели, чтобы разобраться в новой компьютерной программе, и, когда вы ее худо-бедно осваиваете, вам предлагается, навязывается новая программа. Это не проблема утративания коллективной памяти. Это скорее проблема лабильности настоящего. Мы больше не живем в спокойном настоящем, а все время стараемся подготовиться к будущему.

Память – будь то наша индивидуальная память или коллективная, то есть культура, – несет две функции. Одна из них действительно – хранить данные, другая – топить в забвении информацию, которая нам не нужна и которая напрасно загромождает наши мозги. Культура, не умеющая отсеивать то, что нам досталось в наследство от прошлых веков, напоминает Фунеса, придуманного Борхесом героя рассказа «Фунес, чудо памяти», который наделен способностью помнить все подряд. Культура – это кладбище навсегда исчезнувших книг и прочих предметов. Мы, с одной стороны, молчаливо отказываемся от некоторых пережитков прошлого, то есть отсеиваем их, а с другой стороны, помещаем прочие элементы этой культуры в некий холодильник, для будущих времен. Архивы, библиотеки и есть те самые морозильные камеры, где мы храним память, чтобы не засорять культурное пространство всякой дребеденью, но не отказываться от нее совсем. В будущем мы всегда сможем к ней вернуться, если сердце прикажет.

Иногда подробности не нужны, а может, даже вредны. Мы знаем все о Кальпурнии, последней супруге Цезаря, до мартовских ид, то есть до даты его убийства, когда она отговаривала его идти в сенат, из-за того, что ей приснился нехороший сон. Что стало с ней после смерти Цезаря. Мы не знаем. Она исчезает из нашей памяти. Почему? Потому что хранить информацию о ней стало бессмысленно. А вовсе не потому, что она была женщиной, как можно было бы предположить. Клара Шуман тоже была женщиной, но нам известно все, что она делала после смерти Роберта. Вот этот отбор и есть культура. Современная культура, напротив, через интернет забрасывает нас подробностями обо всех Кальпурниях планеты, и делает это ежедневно, ежеминутно, так что у мальчишки, ищущего материал для своего домашнего задания, может сложиться впечатление, что Кальпурния – фигура не менее важная, чем Цезарь.

The present vanishes not only because trends which used to rule for thirty years now last no more than thirty days. It is the problem of things becoming technologically obsolete. Once it took you a couple of months to learn how to ride a bicycle, but if you acquired this skill, it will remain for ever. Now, it takes you a fortnight to make sense of a new computer programme, but before you know it, you have a new programme offered to you, or rather imposed upon you. This is not the problem of losing collective memory. This is a problem of the instable present. We no longer live in the steady present, the only thing we do is try to get ready for the future.

Memory – whether it is the memory of an individual or our collective memory, that is culture – performs two functions. One of them is, of course, to preserve information, while the other is to bury in oblivion the information we don't need, which is an overload for our brain. The culture which cannot filter all we have inherited from the previous ages resembles Borges' Funes from Funes the Memorious, a character with prodigious memory who cannot forget anything. Culture is a cemetery for the vanished books and other objects. On the one hand, we tacitly choose to neglect some relics of the past, in other words, filter them out; on the other hand we put other components of the culture into a refrigerator for the times to come. Archives and libraries are the refrigerators where we store our memory so that not to pile up trash in our cultural space while still retaining it. We can always go back to it in future, if we feel like to.

Sometimes details are unnecessary, or even harmful. We know everything about Calpurnia, the last Caesar's wife, but only up to the Ides of March, when Caesar was killed, though she tried to dissuade him from going to the Senate referring to her bad dream. What happened to her afterwards? We have no idea. She is gone from our memory. Why? Because it became senseless to preserve information about her. It is not because she was a woman, as one may suppose. Clara Schumann was a woman too, but we know everything she did after Robert Schumann's death. Such selection is culture per se. Modern culture does it the other way round, overwhelming us with details about all Calpurnias of the planet every day and every minute, so that a boy who is looking for information in order to do his homework may get the impression that Calpurnia was of no less historical importance than Caesar.

The Nazi crusades against books were inspired by Goebbels who knew perfectly well the possibilities

Вдохновителем крестового похода нацистов против книг был Геббельс, прекрасно разбиравшийся в новых средствах информации: это он придумал сделать радио основным вектором коммуникации. Победить книжную коммуникацию средствами массовой информации... Пророческая идея.

Конечно, заучивать таблицу умножения в эпоху, когда машины считают лучше, чем кто бы то ни было, не имеет большого смысла. Но остается проблема умственной тренировки. Очевидно, что на машине я могу перемещаться быстрее, чем пешком. Тем не менее нужно каждый день понемногу ходить или бегать, чтобы не превратиться в овощ. Вы, конечно же, знаете сказку о том, как в будущем в обществе, где вместо нас думают машины, Пентагон обнаружил человека, который еще помнит таблицу умножения. Тогда военные решили, что это гений, бесценный во время войны, когда в мире полностью прекратится выработка электричества.

Ни один компьютер не может прочесть первые дискеты, которые уже принадлежат к доисторической эпохе информатики. Я отчаянно пытаюсь найти первую версию «Маятника Фуко», которую, кажется, записал на дискету в 1984 или 1985 году, — безуспешно. Если бы я печатал свой роман на машинке, рукопись бы сохранилась.

Каждая культура отсеивает знания, тем самым диктуя нам, что следует сохранить, а что приписать забвению. В этом смысле различные культуры обеспечивают общее поле взаимопонимания, в том числе — общие ошибки. Понять, какую революцию произвел Галилей, можно, только отталкиваясь от теории Птолемея. Нам необходимо пройти этап Птолемея, чтобы выйти на этап Галилея и осознать, что первый ошибался. Любая дискуссия между ними может вестись только на основе некой общей энциклопедии. С интернетом, который выдает вам все подряд и вынуждает отсеивать информацию не посредством культуры, а посредством собственных мозгов, мы рискуем обзавестись шестью миллиардами энциклопедий — что станет препятствием ко всякому взаимопониманию.

Достаточно немного побродить по интернету, чтобы обнаружить группы людей, подвергающих сомнению вещи, которые мы считаем общепризнанными. Утверждают, например, что Земля полая внутри и что мы живем на ее внутренней стороне, или что мир на самом деле был создан за шесть дней. Следовательно, риск столкнуться с многообразием точек зрения существует. Мы были убеждены, что с приходом

of the new information media; it was his idea to turn radio into the main means of communication. To defeat book communication by means of mass media... It sounds prophetic.

It doesn't make much sense to memorise the multiplication table in the age of calculating machines. However, there remains a necessity in mental gymnastics. It is obvious that driving a car is faster than walking. Nevertheless, if you don't want to turn into a vegetable, you have to do a little of walking or jogging every day. I believe you have heard this futuristic story about the society of thinking machines where people from the Pentagon once found a man who remembered the multiplication table. So, the military decided that such genius was invaluable during the war and absence of power generation caused by it.

There are no computers left to read off the first floppy disks which now belong to the prehistory of the computer science. I make desperate — and fruitless — attempts to find the first version of the Foucault's Pendulum which I seem to have recorded on the disk in 1984 or 1985. If I had typed the novel, the manuscript would have survived.

Every culture filters knowledge, dictating to us what to retain, and what to consign to oblivion. This approach ensures that different cultures have a ground for mutual understanding, and for common mistakes. It is only possible to realize the revolution made by Galileo, if you know the Ptolemy theory. We have to pass the Ptolemy stage in order to reach the stage of Galileo and to understand that Ptolemy was wrong. Any discussion may be held only if there is some common encyclopaedia taken as the basis. Internet, giving us all conceivable data and making us use our brain instead of culture to filter the information, exposes us to the risk of six billion encyclopaedias preventing any mutual understanding.

If you surf the Internet for a while, you will find groups of people doubting the facts which we consider universally acknowledged. It is claimed,

глобализации все начнут мыслить одинаково. Результат оказался противоположным во всех отношениях: глобализация способствует дроблению общего опыта.

Наука убивает идею, если та оказывается отменена более новым открытием. Ученые, например, полагали, что волны распространяются в эфире. С тех пор как было наглядно доказано, что эфир не существует, никто больше не имеет права о нем говорить. И отвергнутая гипотеза остается лишь в истории науки.

Я убежден, что в глобализованном обществе мы располагаем информацией обо всем и в состоянии реагировать нужным образом. Возможен ли Холокост в эпоху интернета? Я не уверен. Весь мир немедленно узнал бы, что происходит... Та же ситуация в Китае. Хотя китайское руководство ухитряется ограничивать доступ пользователей к информации, она все равно распространяется, причем в обоих направлениях. Китайцы могут узнать, что происходит в остальном мире. А мы можем узнать, что происходит в Китае.

Существует и другая форма цензуры, которой мы с некоторых пор подвергаемся. Мы можем сохранить все книги на свете, все цифровые носители, все архивы, но если случится кризис цивилизации, в результате которого все языки, выбранные нами для сохранения этой огромной культуры, вдруг станут непереводаемыми, то все это наследие окажется утраченным безвозвратно.

Когда я работал над своей диссертацией, то много времени проводил в библиотеке Святой Женеви́евы. В библиотеках такого типа легко сконцентрироваться на книгах, легко делать записи. Как только появились первые ксероксы, это стало началом конца. Вы можете воспроизвести книгу и унести ее домой. Вы наполняете свой дом копиями. А когда они у вас под рукой, это значит, что вы их не читаете. С интернетом происходит та же история. Либо вы распечатываете текст и снова оказываетесь в ворохе бумаг, которые не будете читать. Либо читаете текст с экрана, но, как только вы кликаете мышкой, чтобы продвинуться дальше, вы тут же забываете все только что прочитанное, все, благодаря чему вы добрались до этой страницы, висящей на вашем экране.

По поводу черновиков: я хотел бы упомянуть об одном ярком феномене, который связан с культурными изменениями, вызванными появлением технических новшеств. Набирая текст на компьютере, мы распечатываем все подряд как

for example, that the Earth is hollow inside and that we live on its inner side, or that the world was really created within six days. Consequently, there is a risk of diversity of opinions. We were sure that globalization would make everybody think alike. This is not the case, however: globalization contributes to the fragmentation of the common experience.

Science kills an idea if it is abolished by a new discovery. Thus, scientists believed that waves spread through the aether. Since it was demonstrated that there is no aether, no one can stick to this theory. The rejected hypothesis becomes nothing but part of the science history.

I am sure that in the globalised society we have all the necessary information and are able to give proper response. Would Holocaust have been possible if the Internet had existed? I'm not so sure. Everyone would have instantly known what had happened... The same situation is with China. Although the Chinese government tries to restrict access to information, it keeps being spread in both directions. The Chinese may find out what is going on in the world, and we can find out what is going on in China.

There is also another form of censorship we have been exposed to recently. We may store all books in the world, all digital media, all archives, but in case of the civilization crisis, with all the languages chosen by us for storing this enormous cultural heritage becoming untranslatable, such heritage will be lost for ever.

When I was working on my thesis, I spend much time at the Sainte-Geneviève Library. Such libraries make it easy for you to concentrate on books and to make notes. First Xerox machines triggered the beginning of the end. You may copy the book and take it home. Your house is packed with copies. When the copies are at hand, it means that you never read them. Internet creates the same problem. Either you print things out, and find yourself oppressed by piles of documents you'll never read, or you read online, but as soon as you click onto the next page you forget what you've just read, the very thing that has brought you to the page now on your screen.

As for the drafts, I would like to mention a vivid phenomenon connected with the cultural change brought on by the new technologies. Having typed the text on computer, we print everything out like mad. In order to create the ten pages of the text I print it out about fifty times. Thus I kill a

оголтелые. Ради создания текста в десять страниц я распечатываю его раз пятьдесят. Тем самым я гублю дюжину деревьев, тогда как до появления в моей жизни компьютера я погубил, наверное, лишь десяток.

Против всякого ожидания компьютер не сокращает промежуточные этапы, он умножает их количество. Когда я писал «Имя розы», то есть в период, когда у меня в распоряжении не было текстового редактора, я поручал кому-нибудь перепечатать исправленную мной рукопись. После чего вносил правку в новую версию и опять отдавал в перепечатку. Но так не могло продолжаться до бесконечности. В определенный момент я был вынужден рассматривать версию, имевшуюся на руках, как окончательную. У меня больше не было сил. С компьютером, напротив, я распечатываю, исправляю, вношу исправления, снова распечатываю, и так далее, – то есть умножаю количество черновиков. Таким образом можно получить двести версий одного текста. И всегда будет существовать некая «фантомная версия».

Между «размеренной» головокружительностью красивого книжного магазина и бесконечной головокружительностью интернета большая разница.

В XVI веке венецианскому печатнику Альду Мануцию пришла в голову великая идея сделать книгу карманного формата, которую гораздо легче возить с собой. Насколько я знаю, более эффективного способа перемещения информации так и не было изобретено. Даже компьютер со всеми его гигабайтами должен быть включен в сеть. С книгой таких проблем нет. Повторяю: книга – как колесо.

УМБЕРТО ЭКО

Знаменитый итальянский литератор, историк культуры, философ, массмедиолог, лингвист, семиотик, университетский преподаватель, член ведущих мировых академий, лауреат крупнейших премий мира. Кавалер французского офицерского Ордена Почётного легиона (2003). Основатель ряда научных и художественных журналов, видный коллекционер древних книг и писатель-романист, один из главных авторов нашего времени.

Родился 5 января 1932 в Алессандрии (Пьемонт), небольшом городке к востоку от Турина и к югу от Милана. Отец Джулио Эко, бухгалтер по профессии, ветеран трех войн, мать – Джованна Эко. Дед Эко был подкидышем, по принятой в то время в Италии практике ему была присвоена

dozen trees at a time, while before the computer age I must have killed no more than ten trees all together.

Against all expectations, the computer does not reduce the number of interim stages, but multiplies them. When I was writing *The Name of the Rose*, that is, when I had no text editor at my disposal, I had someone retype the manuscript after I made corrections in it. Then I made corrections in the new version and again had it retyped. That process couldn't be endless. At a definite stage I had to view the version on hand as the final one. I felt worn out. With a computer, it is quite the opposite; I keep printing out and correcting, and then printing out again, thus multiplying the number of drafts. This way you can have two hundred versions of the same text; and there will still be a 'phantom version'.

There's a difference between the 'moderate' overwhelm of a great bookshop and the infinite overwhelm of the Internet.

In the 16th century Aldus Manutius of Venice had a great idea of publishing a pocket book, which was much easier to take along. As far as I can tell, a more efficient way of transporting information remains to be found. Even the mega-gigabyte computer still needs to be plugged in. There are no such problems with the book. Let me repeat myself: the book is like the wheel.

UMBERTO ECO

A distinguished Italian writer, art historian, philosopher, mass-mediologist, linguist, semiotician, university professor, member of leading academies and winner of the most famous awards. Knight of the French Legion of Honour (2003). The founder of a number of scientific and literary journals, a serious collector of ancient books and a novelist, one of the major modern authors.

Eco was born on 5 January, 1932 in the city of Alessandria (the region of Piedmont), a small town to the east of Turin and to the south of Milan. His father, Giulio Eco, was an accountant before the government called upon him to serve in three



фамилия-аббревиатура от Ex Caelis Oblatus, то есть «данный небесами».

Исполняя желание отца, который хотел, чтобы сын стал адвокатом, Умберто поступил в Туринский университет, где слушал курс по юриспруденции, но вскоре оставил эту науку и занялся изучением средневековой философии. Во время обучения Умберто стал атеистом и покинул Католическую церковь.

Окончил университет в 1954-м, в качестве диссертационной работы представив сочинение, посвященное религиозному мыслителю и философу Фоме Аквинскому.

Умберто Эко работал на телевидении, был обозревателем крупнейшей газеты «Эспрессо» (итал. L'Espresso), преподавал эстетику и теорию культуры в университетах Милана, Флоренции и Турина. Профессор Болонского университета. Почетный доктор множества иностранных университетов. Однако всемирная слава пришла не к Эко-ученому, а к Эко-прозаику. Первый его философско-детективный роман «Имя розы» (Il nome della rosa, 1980) сразу попал в список бестселлеров и продержался там несколько лет. По признанию автора, он поначалу хотел написать детективную историю из современной жизни, но затем решил, что ему, как медиевисту, будет гораздо интереснее выстраивать детективный сюжет на фоне средневековых декораций. Действие романа разворачивается в бенедиктинском монастыре XIV в., где происходит ряд таинственных убийств.

Затем были романы «Маятник Фуко» (Il pendolo di Foucault, 1988), «Остров накануне» (L'isola del giorno prima, 1994), «Баудолино» (Baudolino, 2000), «Таинственное пламя царицы Лоаны» (La misteriosa fiamma della regina Loana, 2004), «Пражское кладбище» (Il cimitero di Praga, 2010)...

Из-под пера выдающегося ученого-медиевиста параллельно выходили научные, научно-популярные книги, эссе и публицистика. В том числе такие известные труды, как «Эволюция средневековой эстетики» (Sviluppo dell'estetica medievale, 1959), «Открытое произведение» (Opera Aperta, 1962), «Поэтики Джойса» (Le poetiche di Joyce, 1965), «Отсутствующая структура. Введение в семиологию» (La struttura assente, 1968), «Искусство и красота в средневековой эстетике» (Arte e bellezza nell'estetica medievale, 1987), «Поиски совершенного языка в европейской культуре» (La ricerca della lingua perfetta nella cultura europea, 1993), «Пять эссе на темы этики» (Cinque scritti morali, 1997), библия для студентов – известнейшая книга «Как написать дипломную работу» (Come si fa una tesi di laurea, 1977) и многие, многие другие труды. ☉

wars; his mother's name was Giovanna Eco. His grandfather, who was a foundling, was according to the tradition then existing in Italy, given the name, which is an acronym of ex caelis oblatus or 'a gift from the heavens'.

Urged by his father who wanted his son to become a lawyer, Umberto entered the University of Turin where first took a course in Law, but later chose medieval philosophy to pursue. During his university studies, Eco stopped believing in God and left the Roman Catholic Church.

He graduated from the University in 1954, presenting his thesis on Thomas Aquinas, a religious thinker and philosopher.

Umberto Eco worked for the television broadcasting company, also worked as an observer for L'Espresso, the most influential newspaper in Italy; taught aesthetics and culture theory in the universities of Milan, Florence and Turin. He is the professor of the University of Bologna, an Honorary Fellow at a number of foreign universities.

However, the whole world knows Eco as a novelist rather than a scientist. His first philosophical detective novel The Name of the Rose (Il nome della rosa, 1980) immediately got into the list of bestsellers where it remained for several years. According to the author, first, he intended to write a story about the modern life, then deciding that it would be more interesting for a medievalist to compose a detective plot against the medieval background. The novel is set in the 14th century at a Benedictine monastery which becomes the scene for a series of mysterious murders.

The first novel was followed by Foucault's Pendulum (Il pendolo di Foucault, 1988), The Island of the Day Before (L'isola del giorno prima, 1994), Baudolino (Baudolino, 2000), The Mysterious Flame of Queen Loana (La misteriosa fiamma della regina Loana, 2004), and The Prague Cemetery (Il cimitero di Praga, 2010)...

Eco has also written academic texts, popular science books, essays and publicistic pieces. Among his most acknowledged works are The Development of Medieval Aesthetics (Sviluppo dell'estetica medievale, 1959), The Open Work (Opera Aperta, 1962), The Middle Ages of James Joyce, The Aesthetics of Chaosmos (Le poetiche di Joyce, 1965), The Absent Structure (La struttura assente, 1968), Art and Beauty in the Middle Ages (Arte e bellezza nell'estetica medievale, 1987), The Search for the Perfect Language (The Making of Europe) (La ricerca della lingua perfetta nella cultura europea, 1993), Five Moral Pieces (Cinque scritti morali, 1997), the bible for all students, the most famous How to Write a Doctoral Thesis (Come si fa una tesi di laurea, 1977) and many others. ☉



5-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ

(ранее GAS RUSSIA и PETROLEUM)

**SOUTH RUSSIA
OIL & GAS**



3 - 5
СЕНТЯБРЯ 2013
КРАСНОДАР
РОССИЯ



www.mioge.ru

**ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ
МЕРОПРИЯТИЕ ЮГА РОССИИ**



ITE Moscow T + 7 495 935 7350

E oil-gas@ite-expo.ru

ITE Group PLC T + 44 (0) 207 596 5000

E oilgas@ite-exhibitions.com



РЕКЛАМА

2013

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ

LEARNING FROM YESTERDAY
DISCUSSING TODAY
PLANNING FOR TOMORROW



AROG

2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ АРКТИКИ»

26 – 27 февраля 2013
Ставангер, Норвегия



ИнтерНефтеГаз

13-я УКРАИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «ИНТЕРНЕФТЕГАЗ»

12 – 14 марта 2013
Киев, Украина



TUROGE

12-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

10 – 11 апреля 2013
Анкара, Турция



OGU

17-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

14 – 16 мая 2013
Ташкент, Узбекистан



4-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА

21 – 22 мая 2013
Аваза, Туркменбаши, Туркменистан



CASPIAN
OIL & GAS

20-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»

4 – 7 июня 2013
Баку, Азербайджан



MIOGE

12-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»

25 – 28 июня 2013
Москва, Россия



RPGC

11-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ»/MIOGE 2013

25 – 27 июня 2013
Москва, Россия



EAST AFRICA
OIL & GAS

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОЙ АФРИКИ»

2 – 3 июля 2013
Кампала, Уганда



SOUTH RUSSIA
OIL & GAS

5-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ»

3 – 5 сентября 2013
Краснодар, Россия



EAST
MEDITERRANEAN
OIL & GAS

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОГО СРЕДИЗЕМНОМОРЬЯ»

сентябрь 2013
Анталья, Турция



KIOGE

21-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

1 – 4 октября 2013
Алматы, Казахстан



8-й ЕВРАЗИЙСКИЙ ФОРУМ KAZENERGY

8 – 9 октября 2013
Астана, Казахстан



22-й МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
КОНГРЕСС И ВЫСТАВКА

13 – 17 октября 2013
Тэгу, Южная Корея



MANGYSTAU
OIL & GAS

8-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»

5 – 7 ноября 2013
Актау, Казахстан



OGT

18-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»

19 – 21 ноября 2013
Ашхабад, Туркменистан



**LIMITED
OFFER**

\$300

March, 28th, 2013

Media Partner



WorldOils

EnergyAsia

**ASIA
TODAY**



Organizer

OPPland

GAS INFRASTRUCTURE CHINA SUMMIT 2013

中国天然气基础设施建设高峰论坛2013

Gas Pipelines, Receiving Station and Storage Infrastructure

June 26th-27th, 2013 | DoubleTree by Hilton Beijing, China



Why This Event?

China's natural gas industry has entered the "golden" period of development.

According to China's Twelfth 5-year plan, demand for natural gas will reach 300 billion cubic meters while LNG production capacity will reach 240 billion cubic meters by 2020. During the twelfth 5 years, China is going to build 44,000 km new natural gas pipeline (including Extension), new trunk pipeline transportation capacity of approximately 150 billion cubic meters per year; 81.1 billion RMB will be invested in the Gas Storage construction; about 22 billion cubic meters of gas storage tank, 9% of the total consumption. Mainline such as C-line and D line of the Central Asia Gas Pipeline, eastern section of Second West-East Gas Pipeline, and Third West-East Gas Pipeline will be built accordingly.

Gas Infrastructure China Summit 2013 (GIC2013) focused on the state of China's ongoing gas transportation and storage projects as well as their equipment and service needs. With over 180 attendees the event included major gas companies, power companies, and energy groups across China who came together to discuss the development of the most advanced technology and to find the best solution providers.

Gas Infrastructure China Summit 2013 is looking for your participation in Beijing, China!

Event At Glance

June 26th, Wed. Plenary Session	09:00-12:30	Updates on China Investment Policy Gas pipelines, receiving station and storage infrastructure	Exhibition & One to One Business Meetings Exhibition & One to One Business Meetings
	14:00-17:30	Supply and Infrastructure Outlook to 2020 in Asia	
June 27th, Thur. Plenary Session	09:00-12:30	Eyes on China's emerging LNG source infrastructure plan	
	14:00-17:30	Gas pipelines, receiving station and storage technology innovation	

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 224
тел.: +7 499 788-91-24, тел./факс: +7 499 788-91-19.
Представительство в Минске: тел.: +375 17 204-85-99, тел./факс: +375 17 203-85-54;
E-mail: главный редактор – halina.bulyka@cttimes.org, маркетинг и реклама –
advert@cttimes.org, подписка – cttimes@cttimes.org

Стоимость подписки на печатную версию журнала
на 2013 год – 3000 рублей.
Доступна также электронная версия журнала.

Стоимость подписки на электронную версию журнала
на 2013 год – 2100 рублей.

**Специальное предложение! Годовая подписка
на печатную и электронную версии – 4500 рублей.**

ПОДПИСНОЙ КУПОН

Заполните, пожалуйста, купон и отправьте его по факсу: +7 499 788-91-19

Да, я желаю оформить подписку на 2013 год

☐ на печатную версию ☐ на электронную версию

Я желаю подписаться как Пришлите счет на подписку

☐ юридическое ☐ физическое ☐ по факсу ☐ по электронной
лицо лицо почте

Ф.И.О.	
Должность	
Компания	
Адрес	
Город	
Край / область	
Страна	
Индекс	
Телефон	
Факс	
Эл. почта	

Подписаться на журнал «Время колтюбинга» можно в почтовом
отделении по каталогу «Роспечать». **ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС – 84119.**

Вы можете также оформить подписку на журнал «Время
колтюбинга» и ознакомиться с аннотациями статей на сайте
www.cttimes.org

Уважаемый читатель!

Каждый раз, работая над выпуском, мы стараемся включить в него
полезную Вам информацию, стремимся максимально приблизить
наполнение журнала к сфере Ваших профессиональных интересов.
Напишите, пожалуйста, какие материалы Вам было
бы интересно прочесть на страницах журнала
«Время колтюбинга».

Подпись

ООО «ПАКЕР СЕРВИС»



- Услуги по заканчиванию скважин
- Канатные услуги и ГДИ
- Инструмент для ликвидации аварий
- ГНКТ и азотные обработки
- Ремонтно-изоляционные работы
- Супервайзинг в области ТКРС и освоения



Офис в Москве,
тел./факс: +7 (495) 663-31-07
Офис в Сургуте,
тел.: +7 (3462) 236-490

Сайт: www.packer-service.ru
Эл. почта: info@packer-service.ru

**ДОРОЖИМ
ДОСТИГНУТЫМ,
РАБОТАЕМ НАД
ПЕРСПЕКТИВОЙ**



**ООО «ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА»
СПЕЦИАЛИЗИРУЕТСЯ
НА ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОМ
СЕРВИСЕ ДЛЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ**

**МЫ ПРЕДОСТАВЛЯЕМ
СЛЕДУЮЩИЕ УСЛУГИ:**

- все виды колтюбинговых технологий;
- бурение скважин;
- ремонтно-изоляционные работы;
- интенсификация притока;
- ремонт скважин;
- освоение.

ООО «ФракДжет-Волга»

LLC FracJet-Volga

г. Энгельс

Саратовская область

Тел.: (8453) 79-55-77, 79-56-25

fjvoffice@list.ru

<http://fj-volga.com>

Верная комбинация

NOV Downhole

Сочетание лучших технологий от ReedHycalog® и NOV® Downhole для создания лучшей КНБК в отрасли

- Буровые долота ReedHycalog – шарошечные долота, долота с фиксированными резцами и импрегнированные долота
- Прямые и ВЗД с углом перекоса – Hemidril®, PowerPLUS™, ВЗД с квадратным сечением
- Инструменты для капитального ремонта и заканчивания скважины – ГНКТ, контроль потока, оборудование для заканчивания скважины
- Буровое оборудование – ясы, осцилляторы Agitator™, амортизаторы, усилители ясов Intensifier™, немагнитные УБТ
- Увеличение диаметра скважины – расширители переменного диаметра, бицентричные долота, бицентричные и традиционные расширители
- Сервисы по отбору керна – Традиционный и Express® сервисы
- Передовые решения в бурении – Оптимизация показателей бурения, комплекс решений по снижению вибраций
- Ловильный инструмент Bowen™ – наружный и внутренний ловильный инструмент, фрезерное и режущее оборудование, ударные компоновки и другое оборудование для ремонта скважины
- Сервисное оборудование – установки для свинчивания/развинчивания резьбовых соединений, установки для навинчивания скважинного инструмента, испытательные стенды

Свяжитесь с вашим представительством NOV DOWNHOLE по электронной почте или через веб-сайт для получения дополнительной информации о полной линейке продукции компании и предоставляемых услугах.

E-mail: DH-RUS-Sales@nov.com
Tel.: +7 (495) 287 26 67

DOWNHOLE

NOV NATIONAL OILWELL VARCO

One Company. . . Unlimited Solutions

www.nov.com/downhole

МИРОВОЙ РЕКОРД

СКВАЖИННОГО ТРАКТОРА WELL TRACTOR® 218



СКВАЖИНА С МАКСИМАЛЬНЫМ УГЛОМ 89°

Во время бурения наклонно направленной скважины с большим зенитным углом произошел захват буровой колонны. Было принято решение о спуске шашечной торпеды со взрывчаткой весом 2,5 кг в тротиловом эквиваленте на глубину 6950 м и ее инициации. Такой способ доставки был обусловлен большим углом наклона ствола скважины (более 75°), а также минимальным и максимальным проходными диаметрами буровой колонны (65 миллиметров и 121 миллиметр соответственно), которые делали трактор Welltec® типоразмера 2 1/8 дюйма, оснащенный четырьмя колесными секциями и имеющий конфигурацию соотношения усилия и скорости 450 кг и 365 м/ч, единственно возможным средством, позволяющим обеспечить идеальный контроль глубины.

МИРОВОЙ РЕКОРД УСТАНОВЛЕН В РОССИИ

Было проведено три спускоподъемные операции; одна - с прибором-прихватоопределителем Free Point и две остальные - с шашечными торпедами с инициацией взрывчатки. Последний спуск позволил высвободить буровую колонну, трубы были успешно подняты на поверхность. Этот проект в Западной Сибири установил мировой рекорд по суммарному расстоянию, пройденному в одной скважине с помощью скважинного трактора типоразмера 2 1/8 дюйма в процессе доставки геофизических приборов и оборудования: оно составило 15562м.

WWW.WELLTEC.COM

Welltec®