



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

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

**КОЛТЮБИНГОВЫЙ СЕРВИС:
ФАКТОРЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ**
**COILED TUBING SERVICE:
EFFICIENCY FACTORS**

**КОЛТЮБИНГОВЫЕ УСТАНОВКИ,
ШИРОКО ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ
НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ**
MOST WIDELY SOLD CTUS IN RUSSIA

**МИРОВОЙ РЫНОК КОЛТЮБИНГОВОГО
СЕРВИСА В 1999-2006 гг**
**THE WORLD MARKET
OF COILED TUBING SERVICE IN 1999-2006**

Coiled / tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

imes 3'06

**ПРЕДСЕДАТЕЛЬ
РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА**

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

**ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ
РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА**

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

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

Д.Н. ГРИБАНОВСКИЙ,
1-й зам. генерального директора
СЗАО «ФИДМАШ», директор произ-
водственного департамента

В.С. ВОЙТЕНКО,
д.т.н., академик РАЕН

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

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

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

Р. КЛАРК,
вице-президент Группы ФИД

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

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

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

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

В.А. ШУРИНОВ,
директор НП «ЦРКТ»

**PRESIDENT
OF EDITORIAL BOARD**

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

VICE-PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

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

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

D.N. GRIBANOVSKY,
First Deputy General Director of CJSC Fidmash,
Director of Industry Department

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

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

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

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

RON CLARKE,
Vice-president of FID Group

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

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

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

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

V.A. SHURINOV,
Director of NP CRKT

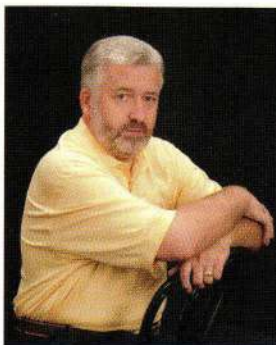
Если потребители колтюбинговых технологий захотят получить информацию о новейших операциях, для проведения которых использовался колтюбинг, внимание многих привлечет опыт Аляски. И в первую очередь потребителей из России и других регионов, где рабочие условия сходны с условиями в Норт Слоуп на Аляске. В течение более двух десятилетий в жесточайших условиях Норт Слоуп исследовались, улучшались и совершенствовались колтюбинговые операции и новые колтюбинговые технологии.

Кажется очевидным, что в любом подобном регионе, как, например, в Российской Арктике или в других даже более труднодоступных районах Сибири нет необходимости начинать решать проблему эффективной работы в таких неблагоприятных условиях, как холодный климат, недоразвитость инфраструктуры и неудовлетворительные поставки запасных частей и обеспечение ремонта оборудования.

В течение многих лет с учетом суровых и часто враждебных природных условий обсуждались такие темы, как планирование работ, выбор усовершенствованных колтюбинговых инструментов, вопросы безопасности и защиты окружающей среды. Но проблема до сих пор не решена. Как будет осуществляться эффективная передача новых технологий и передовых методов организации работ? Конечно, наряду с библиотеками нефтегазовых ассоциаций источниками знаний являются и интернет-каталоги конференций. Однако для наиболее эффективного сокращения кривой обучения нет ничего, повторяю, ничего лучшего, чем личные встречи с экспертами промышленности. К сожалению, в сложившейся нынче беспокойной рабочей обстановке все меньше и меньше компаний желают выделять своим сотрудникам время на то, чтобы вырвать их из офисной рутины и направить в командировку для получения знаний от признанных экспертов в колтюбинговой сфере.

Давайте сократим кривую обучения специалистов по работе в неблагоприятных условиях, предоставив им возможность перенять передовой опыт и приобрести уже полученные знания. Обеспечив, таким образом, применение более эффективных и более рентабельных методов использования колтюбинга, мы получим неоспоримые преимущества. А значит, колтюбинг быстрее получит всеобщее признание и добьется больших успехов, что неизбежно приведет к еще большему признанию и дальнейшему росту производительности.

Кто примет эстафету?



When Coiled Tubing users wish to update their understanding of the latest applications of CT, many will look to the Alaska experience. This should be particularly true for Russian based users where in vast areas the operational conditions are similar to those that exist on the North Slope of Alaska. For more than two decades CT applications and use of new CT technologies have been pioneered, improved and refined under the harshest field conditions on the North Slope of Alaska.

It seems obvious that there is no need for any other similar region of the world, such as the Russian Arctic or even the higher reaches of Siberia, to have to start from the beginning in dealing with coming up with the solutions to the problems encountered such as cold weather work, inadequate infrastructure and less than satisfactory supply of repair and maintenance parts.

For these harsher and usually hostile conditions, topics such as job planning, selection of advanced CT tools, pipe maintenance procedures, environmental and safety concerns have all been addressed over many years. But, the question remains. How will the effective transfer of technology and best practices take place? Conferences are certainly a source of knowledge as well as oil and gas industry association libraries and on-line catalogs. However, nothing, repeat nothing, beats the face to face meetings with industry experts for the most effective method of shortening the learning curve. Unfortunately, in today's hectic work environment, fewer and fewer companies are willing to provide the time for employees to take time away from the office to travel and learn from the acknowledged experts in the CT field.

Let's shorten the learning curve for the new, harsh environments and take advantage of the knowledge that already exists in order to provide more efficient and cost effective methods to use CT. In this way, CT will be accepted more rapidly and with greater initial success which will lead to even higher levels of acceptance and performance.

Who will take up the challenge?

Рон Кларк

Ron Clarke

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Рон Кларк
(gordonhigh@mycingular.blackberry.net)

РЕДАКТОР

Александр Островцов (cttimes@gin.by)

НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ

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

МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА

Ирина Груздилович
(irina.crkt@mail.ru)

Александра Борисова
(alexandra.crkt@mail.ru)

СТИЛЬ-РЕДАКТОР

Наталья Крицкая
КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН

Дмитрий Оганесян

ОБЛОЖКА

Виктор Голованов, фото: И.Я. Пирч

ПЕРЕВОД

Сергей Сухорученко, Андрей Игнашев,

Дмитрий Лисицкий

ПОДПИСКА И РАССЫЛКА

Юлия Горшкова (magazine@crkt.ru)

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ

101000, г. Москва,
ул. Маросейка, д.11/4, стр. 4, оф. 19.
Тел./факс: (495) 540-68-56
Тел.: (495) 649-12-07
www.crkt.ru

E-mail: info@crkt.ru, cttimes@gin.by
Тираж: 2000 экз. Первый завод: 1000 экз.
Журнал зарегистрирован Министерством РФ
по делам печати, телерадиовещания и средств массо-
вых коммуникаций
Регистрационный номер ПИ № 77-16977
Материалы, автор которых не указан, являются продук-
том коллективной работы сотрудников редакции.
Журнал распространяется среди нефтегазовых компа-
ний и профильных научных институтов.

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время колтюбинга» обязательна.
Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

РЕКЛАМОДАТЕЛИ

Elmar
Foremost
ITE LLC Moscow
Spearhead Exhibitions Ltd.
Выставочный Центр «ВертолЭкспо»
ФИДМАШ СЗАО

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.

Отпечатано в типографии

«Асобны»
220030, г. Минск, ул. Октябрьская, 19/М.

Заказ № 1068

Лицензия ЛП № 02330/0131670 от 02.05.05.

EDITOR-IN-CHIEF

Ron Clarke (gordonhigh@mycingular.blackberry.net)

EDITOR

Aliaxandr Austratsou (cttimes@gin.by)

SCIENTIFIC CONSULTANT

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

STYLE EDITOR

Natalia Krytskaya
COMPUTER MAKING UP & DESIGN
Dmitry Oganesyanyan

COVER

Victor Golovanov, photo by I. Pirsch

MARKETING AND ADVERTISING DIRECTOR

Irina Gruzdilovich (irina.crkt@mail.ru)
Alexandra Borisova (alexandra.crkt@mail.ru)

TRANSLATION

Sergei Sukhорuchenko, Andrey Ignashev,
Dmitry Lisitski

SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION

Julia Gorshkova (magazine@crkt.ru)

JOURNAL HAS BEEN PREPARED

FOR PUBLICATION BY:
Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies
Development Center" (CRKT) with assistance of the Min-
istry of Industry and Energy of the Russian Federation

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

11/4, b.4, Maroseyka str., suite 19, Moscow,
Russia, 101000
Phone/Fax: (7495) 540 68 56
Phone: (7495) 649 12 07
www.crkt.ru
E-mail: info@crkt.ru; cttimes@gin.by
Edition: 2000 copies. The first party: 1000 copies
The Journal is registered by the Ministry of Press, TV
and Broadcasting, Mass Communication of the Russian
Federation
Registration number ПИ № 77-16977

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

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

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

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

The Journal offers a cooperation to advertisers and
persons concerned.

ADVERTISERS

Elmar
Fidmarsh CJSC
Foremost
ITE LLC Moscow
Spearhead Exhibitions Ltd.
Exhibition centre "VertolExpo"



СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

СОБЫТИЕ/EVENT

ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ-2006»
 СТАЛА КРУПНЕЙШЕЙ ЗА ВСЕ ВРЕМЯ
 ПРОВЕДЕНИЯ ПОДОБНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ
EXHIBITION NEFTEGAZ 2006
 BECOMES MAJOR EVENT IN O&G BUSINESS



4

СЛОВО ПРОФИ/EXPERT'S OPINION

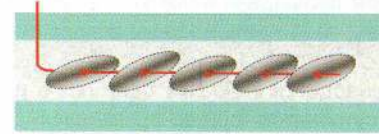
КОЛТЮБИНГОВЫЙ СЕРВИС: ФАКТОРЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ
COILED TUBING SERVICE: EFFICIENCY FACTORS



8

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

ГИДРОМОНИТОРНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ
ПРИ ПОМОЩИ КОЛТЮБИНГА:
 НОВЫЙ МЕТОД ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ
 ГИДРОРАЗРЫВА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ЗАКАНЧИВАНИЯХ



12

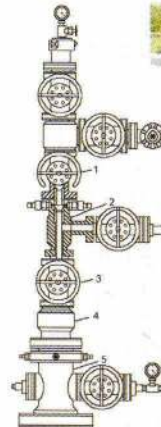
CT DEPLOYED HYDRAJET-PERFORATING PROVIDES
 WITH THE HELP OF COILED TUBING UNITS

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



26

НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫЕ
И ЧАСТО ПРИМЕНЯЕМЫЕ КОЛТЮБИНГОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ
MOST PREVAILING AND WIDESPREAD
COILED TUBING TECHNOLOGIES



28

НАУКА/SCIENCE

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА
КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН
 С ПОМОЩЬЮ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК
DEVELOPMENT OF A TECHNICAL PROJECT
OF WELL WORKOVER
 WITH THE HELP OF COILED TUBING UNITS



42

МИРОВОЙ РЫНОК КОЛТЮБИНГОВОГО
СЕРВИСА В 1999-2006 ГОДАХ
THE WORLD MARKET
OF COILED TUBING SERVICE IN 1999-2006



48

ЛЕНТА НОВОСТЕЙ/NEWS

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

52

61

ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ-2006» СТАЛА КРУПНЕЙШЕЙ ЗА ВСЕ ВРЕМЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОДОБНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

Александр Островцов

Alexander Ostrovtsov

EXHIBITION NEFTEGAZ 2006 BECOMES MAJOR EVENT IN O&G BUSINESS

Значение нефтегазового сектора российской экономики с каждым годом возрастает, привлекая все больше инвесторов, производителей оборудования для добычи, транспортировки и переработки нефти и газа не только из России, но и из-за рубежа. Это доказывает и неизменный рост популярности международной выставки оборудования и технологий для нефтегазового комплекса «Нефтегаз». За последние 10 лет объем выставочной площади и количество экспонентов выросли более чем в 2 раза, причем новый рекорд ставит каждый год проведения, а выставка, начиная с 1992 года, с неизменным успехом проводится в Москве один раз в два года (с 2004 года – под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ).

Не стала исключением и 11-я международная выставка «Нефтегаз-2006»: 944 экспонента из 35 стран мира (против 800 с небольшим участников из 25 стран, разместившихся примерно на 19 тысячах квадратных метров в 2004 году) оборудовали свои стенды на 21 715 квадратных метров экспозиционной площади Центрального выставочного комплекса «Экспоцентр». Проходила «Нефтегаз-2006» с 19 по 23 июня и стала крупнейшей за все время проведения подобных мероприятий. Организовали ее ЗАО «Экспоцентр» и немецкая выставочная компания «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» при официальной поддержке Министерства промышленности и энергетики РФ.

«Нефтегаз-2006» представил посетителям и самим участникам, которые приехали сюда не только для показа собственных достижений, но и для развития партнерских связей, самые последние достижения российских и зарубежных производителей в области нефтегазодобычи, транспортировки и переработки углеводородов, получения продуктов нефтехимии, новейшее оборудование и технологии, применяемые в нефтяной и газовой промышленности.

The O&G sector of Russian economy grows in importance every year. It draws more and more domestic and foreign investors, producers of equipment for oil and gas extraction, transportation and refining. In ten years the exhibition area grew more than 2 times with every new show setting another record. The exhibition founded in 1992 is held in Moscow every two years (under the auspice of the RF Trade and Commerce Chamber since 2004).

The 11th international exhibition Neftegaz 2006 was no less successful. 944 expositors from 35 states of the world presented their stands on 21,715 square meters of the Central exhibition complex Expocenter (compare to 800 participants from 25 countries and the area of 19,000 square meters in 2004). One of the largest shows in the history of Russian O&G business, Neftegaz 2006 was held on June 19-23. The action was organized by Expocenter and German exhibition company Messe Duesseldorf GmbH and supported by the Russian Ministry of Industry and Energy.

The participants came not only to demonstrate their own achievements, but also to tie partnerships, see the latest domestic and foreign developments in O&G production and transportation, HPI, petrochemicals, the latest equipment and technologies of the industry. The organizers of Neftegaz 2006 tried to make the presentation of O&G complex as wide as possible. The exhibition hosted presentations of promising projects and discussions of the relevant industry problems. It also featured demonstrations of equipment and materials for the following technologies:

- geological and geophysical investigations; oil and gas field exploration, full assessment of petroleum zones and local sites, calculation of reserves;
- construction of oil and gas wells on land and sea; lateral drilling;
- oil-and-gas-field development and operation;
- oil-and-gas gathering and treatment;
- transportation and storage of oil, gas and petrochemicals; construction and exploitation of pipelines, reservoirs and receiving terminals.

The stands of Neftegaz 2006 demonstrated:

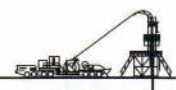
- pumps, compressor equipment, pneumatics, drive units, engines, used in O&G complex;
- shut-off and control valves;
- pipes.

The participants saw equipment, materials, and technologies for O&G treatment and petrochemistry, construction of sites for O&G complex, including offshore structures:

- building technology;
- power and electrical facilities for O&G complex; cables; metal fabrication machinery;



СОБЫТИЕ/EVENT



Организаторы выставки «Нефтегаз-2006» стремились как можно более широко отобразить спектр вопросов, связанных с нефтегазовым комплексом. Выставка стала центром презентации перспективных проектов нефтегазодобычи и переработки, обсуждения насущных проблем отрасли. Тематика была весьма богатой. Она включала демонстрацию оборудования и материалов для технологий:

- геологических и геофизических исследований; поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений, комплексной оценки нефтегазоносных территорий и локальных объектов, подсчета запасов;
- строительства нефтяных и газовых скважин на суше и на море; бурения горизонтальных скважин;
- разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; воздействия на пласт в целях повышения нефтеотдачи;
- сбора и подготовки нефти и газа;
- транспортировки и хранения нефти, газа и нефтепродуктов; строительства и эксплуатации трубопроводов, резервуаров и резервуарных парков;

На стендах выставки «Нефтегаз-2006» демонстрировались:

- насосы, компрессорная техника, пневматика, приводы, двигатели, используемые в нефтегазовом комплексе;
- запорно-регулирующая арматура;
- трубная продукция.

Были показаны оборудование, материалы и технологии для нефтегазопереработки и нефтехимии, строительства объектов нефтегазового комплекса, включая строительство морских сооружений:

- строительная техника;
- энергетическое и электротехническое оборудование для нефтегазового комплекса; кабельная продукция; сварочное оборудование;
- химические реагенты, добавки и материалы для нефтегазодобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, транспорта нефти и нефтепродуктов;
- автоматизированные системы управления и телемеханизация процессов бурения, добычи, сбора, транспорта, хранения и переработки нефти и газа; контрольно-измерительные приборы; средства метрологического обеспечения;
- технологии защиты оборудования и трубопроводов от коррозии; ингибиторы коррозии; установки и изоляционные материалы.

Были отображены вопросы экологии и охраны труда (впервые на выставке проводился салон «Экология, пожарная и промышленная безопасность ТЭК»):

- научные разработки, технологии, оборудование, контрольно-измерительные приборы;
- современные системы мониторинга состояния окружающей среды;
- технологии утилизации и переработки отходов производства;
- системы безопасности и противопожарная техника.

Приняли участие в выставке фирмы, занимающиеся производством лабораторного оборудования и аналитических приборов, передвижных лабораторий,

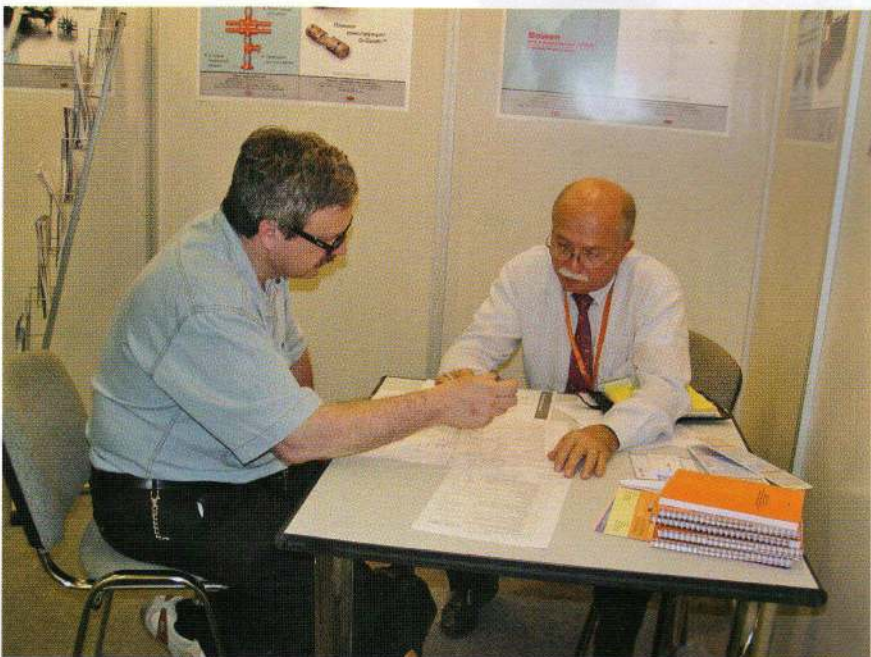


- chemical agents, additives and materials for O&G and petroleum refining industries;
- automated control systems and telemechanization of drilling, extraction, gathering, transportation, storage and refining; control and measurement devices; metrological provision;
- technologies for rust protection of equipment and pipelines; corrosion inhibitors; aggregates and insulation materials.

Environment and labor security was discussed as well ("Environment, fire and industrial security in fuel and energy complex"):

- scientific developments, technologies, equipment, instrumentation;
- modern systems of environmental monitoring;
- technologies of utilization and reclamation;
- security systems and fire safety equipment.

Among the participants of the exhibition there were firms, engaged in production of laboratory equipment and analytical instrumentation, mobile laboratories, mobile homes for indus-



производственных и бытовых мобильных зданий, поставкой и сбытом нефти, газа и нефтепродуктов, АЗС.

Необычайно широко на выставке «Нефтегаз-2006» были представлены компании, производящие экономические исследования и анализ развития нефтегазового комплекса; управления комплексом в новых условиях; вопросами правового и финансового регулирования; научно-исследовательскими и проектными разработками; экспертизой проектов; информационным и программным обеспечением предприятий.

Как видно из тематики, помимо непосредственного нефтегазового комплекса в сферу интересов выставки все больше включаются смежные отрасли, связанные с его обслуживанием.

Отдельными национальными экспозициями на выставке «Нефтегаз-2006» были представлены компании Великобритании, Германии, Италии, Китая, Нидерландов, Норвегии, России, США, Финляндии, Франции, Японии. Свои экспозиции на стендах выставки продемонстрировали такие гиганты мировой нефтегазовой промышленности, как российские ОАО «Газпром», ОАО НК «Роснефть», «Зарубежнефть», «Лукойл», Пермский моторостроительный комплекс, ОАО «Татнефть», ОАО «Транснефть АК», Трубная металлургическая компания, ТНК-ВР, немецкие E.On Ruhrgas AG, VNG-Verbundnetz Gas, Wingas GmbH, China Petroleum Technology & Development Corporation из Китая, американская R&B Industrial Supply Company, французская Gas De France, японские Jogmec Japan Oil, Gas And Metals National Corporation, норвежская Statoil и многие другие. За большой вклад в развитие нефтегазовой отрасли и высокий уровень организации выставка «Нефтегаз» была одобрена Всемирной ассоциацией выставочной индустрии (UFI) и отмечена Знаком Международного Союза выставок и ярмарок (МСВЯ), что свидетельствует о высоком престиже выставки и ее международном признании.

В рамках выставки прошел 4-й Российский Нефтегазовый Конгресс (RPGC 2006), который стал важным дополнением и составляющей частью «Нефтегаз-2006». В выступлениях его участников нашли свое концентрированное отражение все



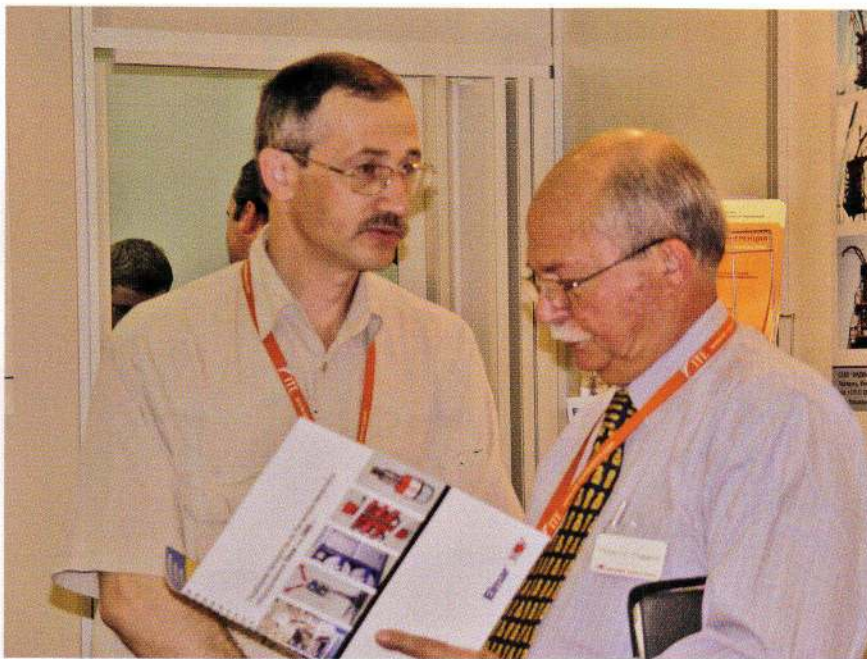
trial and general use, supplies and sales of oil, gas, oil-products and fuel-stations.

Neftegaz 2006 widely presented companies conducting economic researches and analysis of O&G complex, its management under new conditions, legal and financial regulation, scientific researches and developments, project tests, information and software support to companies. The agenda suggests that the exhibition engulfed the issues of not only O&G complex, but related sectors as well.

Among the national expositions at Neftegaz-2006 there were stands of China, Finland, France, Italy, Japan, the Netherlands, Norway, Russia, the UK and the USA. The leaders of the world O&G business presented their expositions: Gazprom, Rosneft, Zarubezhneft, Lukoil, Perm Engine-Building Complex, Tatneft, Transneft, Pipe Metallurgy Company, TNK-VR (Russia), E.On Ruhrgas AG, VNG-Verbundnetz Gas, Wingas GmbH (Germany), China Petroleum Technology & Development Corporation (China), R&B Industrial Supply Company (USA), Gas De France (France), Jogmec Japan Oil, Gas And Metals National Corporation (Japan), Statoil (Norway). For its big contribution to O&G industry and high organization level, Neftegaz was commended by the UFI International Union of Exhibitions and Fairs, which evidences the exhibition's high reputation and recognition in the world.

The 4th Russian Petroleum and Gas Congress (RPGC 2006) was an integral part of Neftegaz 2006. The congress was attended by 400 representatives of O&G industry and related sectors from Russia and 30 other states such as the USA, Japan, the UK, France and Norway. They pointed to the most relevant processes in Russian fuel and energy complex:

- Russian O&G industry: strategic development and avenues;
- Foreign investment to Russian O&G sector;
- Unification of energy and fuel terminology;
- Russian gas: potential and avenues;
- Role of Russia at international market of liquefied natural gas;





наиболее важные процессы, происходящие в российском топливно-энергетическом комплексе. В работе Конгресса приняли участие более 400 представителей нефтегазовой индустрии и сопутствующих ей сфер производства из России и еще 30 стран мира, таких как США, Япония, Великобритания, Франция, Норвегия и др.

На пленарных заседаниях Конгресса обсуждались значимые для российского нефтегазового комплекса проблемы:

- Российская нефтегазовая промышленность: стратегическое развитие и перспективы;
- Инострантные инвестиции в российский нефтегазовый сектор;
- Гармонизация терминологии в области энергетических запасов и ресурсов;
- Российский газ: потенциал и перспективы;
- Роль России на международном рынке сжиженного природного газа;
- Освоение шельфовых нефтегазовых месторождений;
- Устойчивое развитие в области разведки и добычи нефти в России;
- Транспортировка нефти и газа.

Раскрывая тематику заседаний, на Конгрессе с докладами выступили руководители отраслевых министерств и ведомств России, некоторых стран Европы, США, а также представители ОПЕК и Всемирной торговой организации. Кроме того, передовым опытом работы с аудиторией поделились руководители ведущих нефтяных, газовых и инвестиционных компаний: Роснефть, ТНК-ВР, Shell, Statoil, Norsk Hydro, Chevron Corporation, ConocoPhillips, Газпром, Gas de France, E.ON Ruhrgas, Транснефть, Каспийский трубопроводный консорциум, Стройтрансгаз и др.

В программу мероприятий международной выставки «Нефтегаз-2006» входили также презентации, пресс-конференции, бизнес-встречи и специализированные семинары:

- Интеллектуальные приборы – инструмент улучшения работы предприятия;
- Правовые аспекты нефтегазоснабжения;
- Разработка систем автоматизации “под ключ”;
- Применение проектных принципов в управлении нефтегазовыми активами;
- Взрывозащищенное оборудование и технологии;
- Новые решения по информационной безопасности SCADA-систем;
- Решения и технологии IBM для нефтегазовой отрасли;
- Перевозки нефти и нефтепродуктов в странах СНГ и Балтии 2006.

Общее количество посетителей «Нефтегаз-2006» составило 32 тыс., большую часть которых, естественно, представляли специалисты нефтегазовой отрасли.

Среди других особенностей выставки можно назвать заметно возросшее внимание со стороны посетителей и участников к продукции компаний, выпускающих технику и оборудование для технологий сервисного обслуживания и капитального ремонта скважин. Это – общемировая тенденция, а поэтому не удивительно, что в центре внимания посетителей находились представленные на территории проведения выставки колтюбинговая техника, насосное и компрессорное оборудование для ремонта и освоения скважин, интенсификации притоков, в особенности колтюбинговая установка M20 производства Группы ФИД.

- Offshore oil-gas fields development;
- Sustainable development of Russian upstream;
- O&G transportation.

Official from the corresponding ministries and departments of Russia, Europe and the USA delivered their speeches at the congress as well as representatives of the OPEC and WTO. Besides, the audience could learn the experience of the heads of the leading oil, gas and investment companies: Rosneft, TNK-BP, THK-BP, Shell, Statoil, Norsk Hydro, Chevron Corporation, ConocoPhillips, Gazprom, Gas de France, E.ON Ruhrgas, Transneft, The Caspian Pipeline Consortium, Stoitransgas and so on.

The program of Neftegaz 2006 included presentations, press conferences, business meetings and specialized workshops:

- Intelligent devices – instruments for bettering the company's work;
- Legal aspects of O&G supply;
- Development of automation turn key systems;
- Application of project principles in management of O&G assets;
- Explosion-proof equipment and technologies;
- New decisions in information security of SCADA systems;
- IBM decisions and technologies in O&G industry;
- Transportation of oil and oil products in CIS and Baltic States 2006.

32,000 people, most of them naturally being specialists in O&G industry, visited Neftegaz 2006. One of the peculiarities of the exhibition is high interest of visitors and participants in equipment and technologies for maintenance and overhaul of rigs. This is a world tendency and it is not accidental that visitors paid big attention to coiled tubing equipment, pump and compressor equipment for well service and development and well stimulation. They especially admired coiled tubing unit M20, produced by FID Group.



КОЛТЮБИНГОВЫЙ СЕРВИС: ФАКТОРЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ

COILED TUBING SERVICE: EFFICIENCY FACTORS

*Интервью с председателем ученого совета
Центра Развития Колтюбинговых Технологий
Леонидом Михайловичем Груздиловичем*

*Interview with Leonid M. Gruzdilovich, chair of
the scientific council of Development Center for
Coiled Tubing Technologies.*

В.К.: Леонид Михайлович, какие изменения на рынке колтюбинговых технологий произошли в последние годы? На какие новые тенденции вы можете указать?

Coiled Tubing Times: Leonid Mikhailovich, what are the recent changes at coiled tubing market? Could you point to some new technology trends?

Практика убедительно доказала высокую эффективность колтюбинговых технологий. Неоспоримые преимущества использования колтюбинговых установок при обслуживании и капитальном ремонте скважин сегодня общеизвестны. Назовем самые главные из них: обеспечение полной герметичности устья скважины на всех этапах выполнения внутрискважинных операций, в результате чего отпадает необходимость повторного освоения и вызова притока скважины, в которой выполнялись ремонтные работы с использованием колтюбинговой трубы, а также появляется возможность проведения работ в нефтяной или газовой скважине без ее предварительного глушения. В результате – значительное уменьшение затрат рабочего времени на подготовительные и заключительные операции при осуществлении ремонтных работ; заметное сокращение времени на проведение спуско-подъемных операций внутрискважинного оборудования. Колтюбинг также упрощает бурение, спуск инструментов и приборов, а также выполнение операций подземного ремонта в горизонтальной или сильно искривленной скважине. Все вместе эти преимущества приводят к значительному улучшению условий труда работников сервисных подразделений, а предотвращение утечки пластовых и технологических жидкостей в закрытой системе циркуляции повышает экологическую безопасность в месте проведения работ.

High efficiency of coiled tubing technologies was demonstratively proved in practice. The valid advantages of coiled tubing units for well maintenance and service are well-known. The principal advantage is complete integrity of the well top at all stages of downhole operations. It excludes repeated development and stimulation jobs and enables coiled tubing service without preliminary well killing. As a result start and end service operations consume less time and round trip of downhole tools goes faster. Coiled tubing simplifies drilling, tool and instrument running, service of horizontal and deviated wells. All these advantages largely improve working conditions of service. The prevention of stratum and process fluid loss in the closed circulation system raises environmental security on the site.

Применение колтюбинговых технологий иногда позволяет производить несколько операций ремонта и обслуживания скважины за один спуско-подъемный цикл, что значительно увеличивает скорость выполнения поставленных перед сервисной компанией задач. Кроме того, мобильность колтюбинговых установок позволяет эффективно применять их на отдаленных месторождениях, разрабатывать индивидуальную схему ремонта и обслуживания для каждой скважины. В совокупности это дает значительный экономический эффект при проведении ремонтно-технологических работ.

Coiled tubing technologies provide for several service operations during one descent and ascent cycle and the company can finish its service tasks sooner. Besides, the coiled tubing units are that mobile that they can be easily applied in remote fields, individual service schemes or used in separate wells. Taken together these factors make services rather beneficial.

Поэтому, неудивительно, что значительно вырос мировой флот колтюбингового оборудования, в первую очередь за счет установок для сервиса и универсальных – для сервиса и бурения. Параллельно с этим наметилась тенденция к некоторому снижению парка традиционных буровых установок.

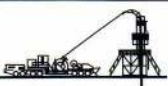
That is why it is not surprising that the park of coiled tubing tools has largely grew, mainly at the cost of the service units and universal units for service and drilling. At the same time the park of traditional drilling units tends to decline.

В последние годы удалось воплотить очень интересные конструктивные решения в сфере колтюбингового бурения, однако следует признать, что бурного распространения в России и странах СНГ оно все еще не получило. Сдерживающие факторы – высокая, пока еще, стоимость оборудования, ограниченность сферы его эффективного использования, очень высокие требования к квалификации кадров и технологической подготовке, а порой и инертность мышления нефтяников в отношении новых технологий и оборудования.

Interesting constructive decisions have been introduced to CT drilling lately, but they haven't penetrated the Russian and CIS markets yet. Their spread is hampered by still high equipment costs, strict requirements to personnel qualification and its technological training and sometimes by slow eagerness of oilers to apply new technologies and equipment.

Coiled Tubing Times: In the context of new fields opened and O&G explorations getting more expensive the role of well maintenance and service has largely increased. What do you think are the principal efficiency advantages of service companies?

One of their main competitive advantages is good technical base, having two important components. The external component is the level of technical equipment, which depends on its correspondence to the best world standards of the industry. The leaders



В.К.: В последнее время в связи со старением открытых месторождений и удорожанием нефтегазо-разведки значительно возросла роль сервисного обслуживания скважин, работ по проведению их капитального ремонта. Каковы, на ваш взгляд, основные факторы эффективности работы сервисных компаний?

Один из основных факторов конкурентоспособности сервисных компаний – эффективность их технической базы, которая складывается из двух составляющих. Внешняя составляющая – это уровень технической оснащенности, который напрямую зависит от соответствия технических характеристик имеющегося в наличии оборудования лучшим мировым аналогам, а также стандартам, принятым в отрасли. Лидеры мирового рынка сервисных услуг стали таковыми благодаря стабильному применению лучших технологических решений, которые, в свою очередь, опираются на использование лучшего оборудования и инструмента. Внутренняя же составляющая – это затраты на техническое оснащение компаний: расходы на приобретение оборудования и материалов, их поддержание, а также на непосредственное проведение эксплуатационных работ.

Еще один важнейший фактор – обученность и высокая квалификация персонала.

Однако, эти факторы по-разному достигаются разными участниками рынка. Крупные международные сервисные компании имеют многотысячные научно-технические центры, которые отбирают и тестируют все новейшее оборудование, появляющееся на рынке, и помогают своим сервисным подразделениям оснащаться лучшей продукцией десятков различных производителей. Их учебные центры позволяют быстро и качественно подготовить (или переподготовить) персонал необходимой квалификации. Небольшие сервисные компании в этом отношении неконкурентоспособны, т.к. не могут содержать даже несколько сотен человек для вышеназванных целей, однако у них есть другие конкурентные преимущества. При этом, как показывает практика, успешные быстрорастущие сервисные компании эффективно решают вышеперечисленные проблемы путем тесного сотрудничества с 1-2 известными производителями, которые закрывают все основные потребности этих компаний в высококачественном новейшем оборудовании, обучении персонала и, таким образом, позволяют быть технически хорошо оснащенными, не раздувая штата технических и других непрофильных служб.

В.К.: Не могли бы вы назвать производителей, способных оснастить сервисную компанию полным комплектом современного оборудования «из одних рук»?

Одна из компаний, которая выпускает практически все современное оборудование для нефтегазового сервиса – Группа ФИД, миссия которой – дать нефтяникам и газовикам такое оборудование, которое позволит расширить перечень выполняемых операций, в том числе за счет освоения новых работ, которые при использовании ранее применявшегося оборудования были экономически бессмысленными.

Стоит отметить, что продукция Группы ФИД используется не только собственно российскими сервисными компаниями, но мировыми лидерами данного сектора экономики. За последние годы Группой ФИД и ее лидером – СЗАО «ФИДМАШ NOV» было создано три поколения мобильных колтюбинговых установок.

Первое поколение (1999-2001 гг.) – установки с полностью отечественной комплектацией, в соответствии с технической политикой основного заказчика – ОАО «Газпром».

Второе поколение (2002-2004 гг.) – установки, модернизированные по результатам подконтрольной эксплуатации установок первого поколения. У них улучшенная комплектация, в том числе часть гидроаппаратуры – ведущих мировых производителей. Они отличаются более широким диапазоном функциональных возможностей, наличием дополнительных устройств и



of the world service market amounted to their position because of the stable application of the best technical decisions, which are in their turn meant for the best equipment and instruments. The internal component implies costs for technical readjustment of companies: expenses for materials and equipment, maintenance and service expenses.

Another important factor is high personnel qualification and training. Yet each market participant achieves these factors in a different way. Big international service companies have scientific and technical centers with thousands of employees, who select and test the latest equipment of the market and help their service divisions to receive the best products from dozens of manufacturers. Their scientific centers provide good and fast personnel training in the required qualification. Small service companies are less competitive in this respect. They can't afford even 100 employees for the mentioned purposes, but they have other advantages. In practice successful and rapidly developing service companies manage the problems by close cooperation with 1-2 reputed companies, satisfying their demands in new, high quality equipment and personnel training. Thus they are well-equipped without being overstaffed with technical and other marginal services.

Coiled Tubing Times: Could you please mention some producers, able to single-handedly equip a service company with a whole set of modern equipment?

One of such companies is FID Group, which produces practically all tools for O&G service. Its mission is to expand the range of operations, making possible new jobs that were economically senseless, when the old equipment was used.

Not only Russian service companies, but many world leaders of the industry use the products of FID Group.

принадлежностей, обеспечивают более эффективное соотношение цены и качества.

Третье поколение (с 2004 г.) появилось после выхода за пределы СНГ. Установки 3-го поколения включают наиболее эффективные конструктивные решения, внесенные по результатам работы с международными сервисными компаниями. Они обеспечивают принятый в мире уровень потребительских и эксплуатационных характеристик в приемлемом ценовом диапазоне.

Сегодня в перечне продукции Группы ФИД – колтюбинговые комплексы для работы с морских платформ и доставки в труднодоступные места на вертолетах, комплексы оборудования для гидроразрыва пласта, мощные насосы, пропантовоы, теплонагреватели, компрессоры, инструмент, подземное оборудование и многое другое.

Курс на обеспечение потребителей всем современным высокотехнологичным оборудованием (колтюбинг, ГРП, бурение горизонтальных скважин, в том числе на депрессии) по принципу «из одних рук» потребовал крупных внутренних изменений в компаниях группы, однако, это было необходимо для новых потребителей – некрупных сервисных компаний, стремительно заполняющих рынок сервисных услуг в СНГ. В отличие от таких гигантов, как Schlumberger, они не имеют мощных технических подразделений, в которых заняты тысячи людей. Им удобнее осваивать новую технику и обучать специалистов с одним, а не с десятками партнеров.

Изменились в Группе ФИД и условия создания техники. Если первую колтюбинговую установку смогли по-настоящему испытать, лишь развернув ее на нефтяной скважине, то теперь для испытаний узлов и готовых изделий используется 9 специальных тестовых стендов. Некоторые из них по сложности сопоставимы с самой колтюбинговой установкой.

В.К.: Каковы, по-вашему, перспективы развития для колтюбинговых технологий?

Стремительно изменяющиеся экономические и геологические условия добычи углеводородного сырья, ужесточение экологических требований неизбежно приведут к резкому росту востребованности

Во время последних лет ФИД Групп и ее лидер Fidmash NOV произвел 3 поколения мобильных сверловочных установок. Первое поколение (1999-2001) использовало только отечественные запасные части, следуя технической политике ее главного подрядчика – Gazprom.

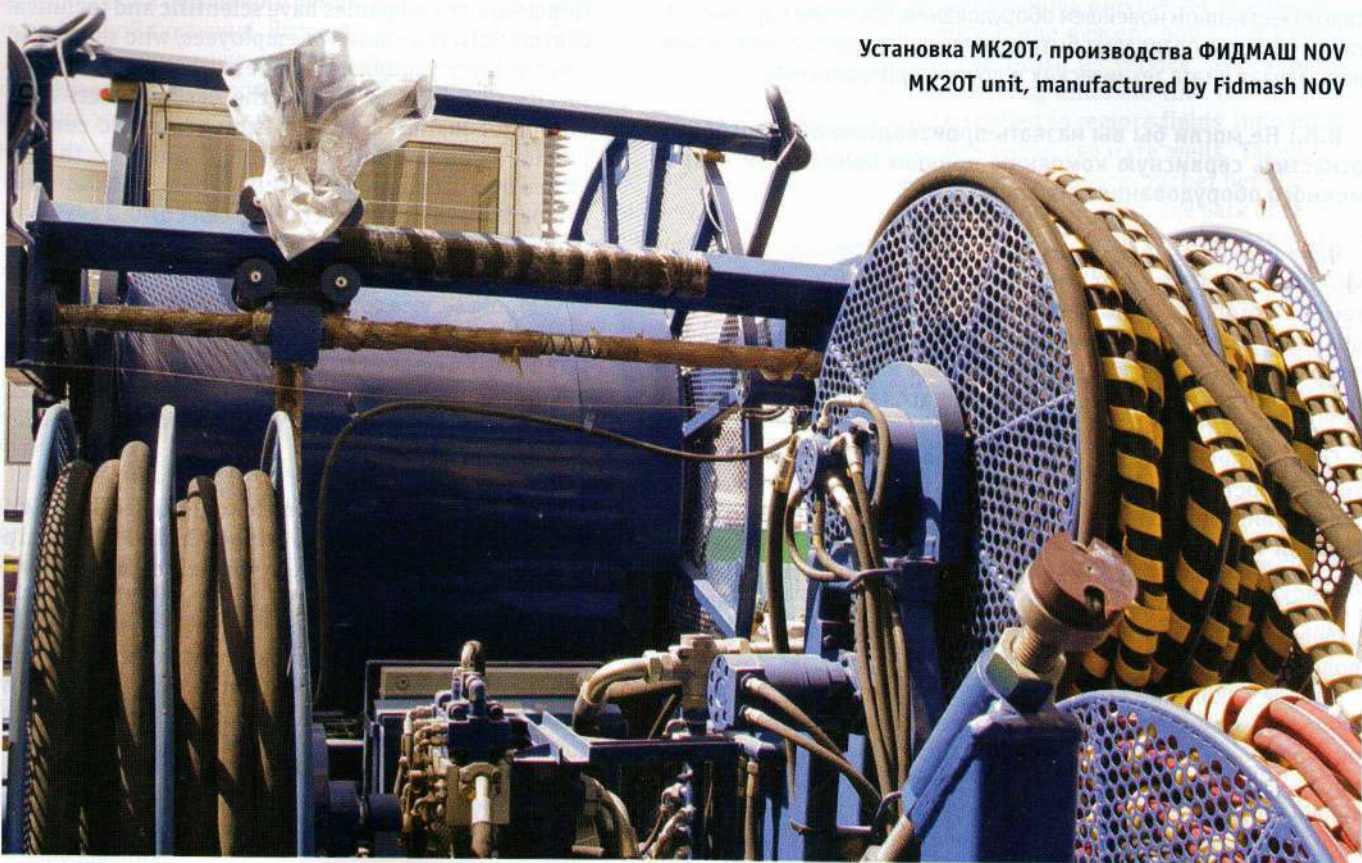
Второе поколение (2002-2004) включало установки, модернизированные после установок первого поколения, которые были испытаны на практике. Они имели лучшие запасные части с гидравликой, изготовленной ведущими мировыми производителями. Установки могли выполнять больше функций, имели дополнительные устройства и принадлежности и были более выгодными по цене и качеству.

Установки третьего поколения (с 2004) шагнули за пределы СНГ. Они включали в себя наиболее эффективные конструктивные решения, принятые вместе с международными сервисными компаниями. Они соответствуют глобальному уровню потребительских и эксплуатационных параметров и имеют приемлемый ценовой диапазон.

Сегодня ФИД Групп производит сверловочные установки для платформ, вертолетной транспортировки в труднодоступные места, гидроразрыва пласта, мощные насосы, пропантовоы, теплонагреватели, компрессоры, инструменты, подземное оборудование и многое другое.

Обеспечение всех высокотехнологичных установок (сверловочных, гидравлического разрыва пласта, горизонтального бурения, включая бурение в скважинах) от одной компании потребовало больших изменений в ФИД Группе. Такие изменения были необходимы для новых потребителей – небольших компаний, занимающих рынок СНГ. В отличие от таких гигантов, как Schlumberger, у них нет мощных технических подразделений, в которых заняты тысячи людей. Им более удобно использовать одну компанию и не десятки. Условия развития технологии в ФИД Группе также изменились. Первая сверловочная установка была испытана на скважине, а современные установки испытываются на 9 стендах. Некоторые из них так же сложны, как и сама установка.

**Установка МК20Т, производства ФИДМАШ NOV
MK20T unit, manufactured by Fidmash NOV**





колтюбингового оборудования. С другой стороны, я ожидаю снижения в 1,5-2 раза себестоимости бурения гибкими трубами горизонтальных стволов из колонны основной вертикальной скважины, в том числе на депрессии. Это неизбежно приведет к увеличению внедрения систем, обеспечивающих бурение и заканчивание за один проход, повысится точность управления забойными компоновками, их цена снизится, все чаще будут использоваться новые материалы, реальной станет автоматизация процесса бурения. Ожидается появление совершенно новых конструктивных решений для колтюбингового оборудования, применяемого во всех нестандартных на сегодняшний день ситуациях, например, в подводном бурении, добыче каменного угля, метана и т.п. На мой взгляд, будет расти применение колтюбинга при строительстве интеллектуальных скважин, при использовании роботов как для изучения, так и для ремонта скважин.

Стоит отметить, что именно в России на сегодня наблюдается самая быстрая в мире динамика роста бурения колтюбингом. В России и странах СНГ в ближайшие 4-5 лет количество пробуренных с помощью колтюбинга скважин увеличится не менее, чем в 10 раз.

Кроме того, в России будет и дальше продолжаться процесс вывода сервисных подразделений из непосредственной структуры нефтегазовых компаний, что приведет к повышению активности российских сервисных компаний, а значит и к дальнейшему расширению услуг с применением гибких труб. Ожидаются и новые интересные решения российских компаний в отношении колтюбингового бурения, основанные на чисто российском опыте. Будущее колтюбингового бурения в России связано с компаниями, уже начавшими практиковать эти технологии (ОАО "Сургутнефтегаз", ОАО "Газпром" и ОАО НК "Башнефть"), с компаниями, развивающими бурение на депрессии (ОАО "Лукойл", ОАО "Роснефть", ОАО "Татнефть"), а так же с молодыми сервисными компаниями, активно внедряющими новые технологии.

Беседовал Александр Островцов

Coiled Tubing Times: What are the avenues of coiled tubing technologies?

Rapidly changing economic and geological conditions of hydrocarbon production, tough environmental requirements will naturally lead to soaring demand in CT equipment. On the other side I expect 1.5-2-time decrease in CT costs of drilling horizontal drainholes, including drilling in sinks. As a result the systems enabling drilling and completion in a single pass will become more frequent, their costs became cheaper; bottom-hole assemblies will be more precise and expensive. New materials will be used more frequently and automatic drilling will become a reality. New constructive decisions in the field of CT equipment will be designed. They will be applied in atypical situations like underwater drilling, excavation of coal and methane. I believe that that coiled tubing will be used oftener in the construction of intellectual wells. Robots will also be used for well explorations and service.

At the moment Russia sees a boom of coiled tubing drilling. In the next 4-5 years the number of CT drilled wells is going to rise 10-fold. Besides, Russian service divisions will be separating from big O&G companies and CT market will expand. New interesting CT developments, based on domestic experience, are expected from Russian companies. The future of CT drilling in Russia is connected with companies that have already started technology application (Surgutneftgaz, Gazprom and Bashneft), companies which practice underbalanced drilling (Lukoil, Rosneft, Tatneft) and young service companies, actively applying new technologies.

By: Alexander Ostrovtsov



Установка МК20Т, производства ФИДМАШ NOV
MK20T unit, manufactured by Fidmash NOV

СЛОВО ПРОФИ/ЭКСПЕРТ'S OPINION

ГИДРОМОНИТОРНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ ПРИ ПОМОЩИ КОЛТЮБИНГА: НОВЫЙ МЕТОД ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ ГИДРОРАЗРЫВА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ЗАКАНЧИВАНИЯХ

Б.В. МакДениел,
Лойд Ист,
Halliburton

B.W. McDaniel
Lloyd East
Halliburton

CT DEPLOYED HYDRAJET-PERFORATING PROVIDES WITH THE HELP OF COILED TUBING UNITS

АННОТАЦИЯ

Для того, чтобы вывести на рентабельный уровень добычи горизонтально законченные скважины с низкой интенсивностью притока, они зачастую нуждаются в интенсификации методом гидравлического разрыва. Но ограниченность в средствах редко позволяет использовать такие методы, как цементирование заканчиваний и индивидуальный гидроразрыв многочисленных участков при помощи изоляции мостовыми пробками. А некоторые новые методы требуют применения на скважинах весьма дорогостоящих «ювелирных изделий».

Используя метод гидромониторной перфорации с помощью колтюбинговой трубы и закачки гидросмеси для гидроразрыва по затрубному пространству колтюбинговой трубы/обсадной колонны, оператор может применять более безопасные заканчивания, с эксплуатационной колонной-хвостовиком (цементированные или нет). За одну спуско-подъемную операцию отдельные участки перфорируются, подвергаются гидроразрыву и затем изолируются песчаными пробками. Поскольку колтюбинговая труба способна двигаться между стадиями выполнения операции гидроразрыва и после ее окончания, необходима только одна скважинная спуско-подъемная операция при помощи колтюбинговой трубы и одна мобилизация для гидроразрыва. Допустимая интенсивность при проведении гидроразрыва может быть достаточно высокой, поэтому расходы на интенсификацию значительно снижаются, так как операции перфорирования/гидроразрыва выполняются по несколько раз в день.

ПРЕДПОСЫЛКИ

Часто для выхода скважины на рентабельный уровень добычи необходима успешная интенсификация посредством проведения гидроразрыва в горизонтальных заканчиваниях. Однако, в отличие от скважин со многими вертикальными заканчиваниями, невозможно часто и эффективно контролировать размещение разрыва вдоль горизонтальных участков, за исключением тех случаев, когда боковой ствол был обсажен и эффективно зацементирован с многочисленными стадиями гидроразрыва и многочисленными скважинными операциями, которые значительно увеличивают расходы на финальное заканчивание [1-6]. В некоторых случаях даже использование обсадной колонны-хвостовика и многоэтапного перфорирования не гарантирует успешного контроля количества и расположения мест разрывов, появляющихся в результате операций гидроразрыва вдоль бокового канала [3]. Многие скважины из-за низкой интенсивности притока, низкого давления, большого количества сопутствующей воды или сочетания этих факторов не могут дать уровень добычи, адекватный высокому росту расходов на цементированные обсадные трубы и традиционные методы многоэтапной обра-

ABSTRACT

Horizontal completions in lower-permeability formations often necessitate effective hydraulic fracturing stimulations for these wells to achieve economic production levels. Cost constraints seldom allow the use of methods such as cemented completions and individual fracturing of numerous zones with bridge plug isolation. Some newer methods require expensive downhole "jewelry."

By implementing a coiled tubing (CT) deployed hydrajert perforating method and pumping the fracturing fluid slurry down the CT/casing annulus, the operator can use lower risk liner completions (cemented or not). Individual zones are perforated, fractured, and then sand-plugged one at a time. With the ability to reverse-up the CT between stages and after all fracs are completed, only one CT intervention and one frac mobilization are needed. The allowable frac rates can be quite high, and stimulation costs are greatly reduced by perforating/fracturing multiple times within the same day.

BACKGROUND

Successful fracture stimulation of horizontal completions is often necessary to achieve economic production rates. However, unlike most vertical well completions, it is often impossible to repeatedly and effectively control the placement of fractures along the horizontal section unless the lateral was cased and efficiently cemented, with multiple fracturing stages and numerous well interventions adding significant cost to the final completion. [1-6]. In some cases, even the use of cemented liners and staged perforating are not fully successful in controlling the number and locations of hydraulic fractures along the lateral [3]. Many reservoirs cannot produce at sufficiently adequate rates to support the high cost increase of cemented casings and conventional methods of achieving multi-stage fracture stimulation treatments because of low effective permeability, low pressure, high water production, or some combination of these. For oil reservoirs, high oil viscosity is another limiting factor. Thousands of horizontal wells completed either openhole or with some form of non-cemented liner (typically either perforated, preperforated, or slotted) have only produced at marginally economic rates and many others will not achieve economic rates without stimulation. This is in addition to wells that do not have adequate



ботки посредством гидроразрыва. Еще одним сдерживающим уровнем добычи фактором для нефтяных месторождений является высокая вязкость нефти. Тысячи горизонтальных скважин, законченные либо как открытая скважина, либо при помощи некоторых типов нецементированных хвостовиков (обычно перфорированных, предварительно перфорированных или со щелевидными продольными отверстиями) дают лишь минимальный уровень рентабельности добычи, а большое количество других скважин и вовсе не выходят на уровень рентабельности без предварительной интенсификации. Иными словами, речь идет о скважинах, которые не имеют адекватных характеристик или объема добычи даже после проведения значительных интенсификационных работ.

В скважинах со сверхнизкой интенсивностью притока, таких, например, как на месторождении Бэрнетт Шейл (штат Техас, США), эффективная интенсификация при помощи гидроразрыва – необходимое условие для вывода на рентабельный уровень добычи горизонтальных заканчиваний [7]. Тем не менее, кажется, многие операторы начали понимать, что и для большинства обычных скважин с низкой интенсивностью притока принятые решения по бурению и заканчиванию должны исходить из необходимости достижения эффективной интенсификации при помощи гидроразрыва большинства (если не всех) горизонтальных стволов с низкой-средней проходимостью. Операторы сообщали о достижении на некоторых таких скважинах адекватного контроля над расположением разрывов при помощи хвостовиков и методов проведения перфорации с ограниченным количеством спуско-подъемных операций (с цементированием и без него). Но подобные успешные операции – это лишь малый процент от общего количества случаев.

Процесс выполнения гидроразрыва в несколько этапов, осуществляемых за один день, зачастую является альтернативой для интенсификационных операций, если в ходе него обеспечивается эффективный контроль за позиционированием отдельных зон разрыва. Недавно, чтобы вернуть скважинам рентабельность в конкретных экономических условиях, несколько подобных скважин при помощи наружных пакеров, обсадной трубы и методов пошагового открытия отдельных участков в стволе скважины и затем плотного закрытия при помощи шарового клапана после завершения каждого этапа гидроразрыва получили и возможность адекватного контроля над размещением разрывов. Но скважинные «ювелирные изделия» увеличивают расходы и дополнительный риск при спуске хвостовика. Существуют ограничения так же и для ряда этапов процесса, которые могут выполняться при помощи методов герметизации шаровым клапаном. В результате этого процесса кроме естественных «слабых мест» или точек, выбранных в процессе бурения, могут произойти чрезмерно частые разрывы пласта, так как большой участок необсаженного затрубного пространства находится бесконтрольно под повышенным давлением на участке, где могут происходить разрывы.

Некоторые операторы достигали успеха на вертикальных скважинах при размещении перфорационных зарядов снаружи обсадной колонны и спуска ее на проектную глубину (ПГ). При правильном проведении процесса он является рентабельным методом для многоэтапного гидроразрыва [9-10]. Скважинные «ювелирные изделия» для подобных систем значительно увеличивают затраты на заканчивание, но их успешный спуск (важный фактор риска) может обеспечить изоляцию многоэтапного гидроразрыва, необходимого фактора эффективной интенсификации горизонтальных заканчиваний. Выполнение такой операции заканчивания-интенсификации должно проводиться на ранней стадии бурения, по возможности еще до начала бурения ствола скважины.

Многие операторы нуждаются в эффективных методах интенсификации горизонтальных заканчиваний гидроразрывом, даже если затраты на их проведение являются незапланированными в

reservoir properties or reservoir size to produce even if significant stimulation were actually achieved.

In ultra-tight reservoirs, such as the Barnett Shale for example, it is well known that fracture stimulation effectiveness is a requirement for economic horizontal completions. [7] However, in most of the conventional low-permeability reservoirs, it seems that many operators have begun only recently to realize that drilling and completion decisions must take into account the effectiveness of fracture-stimulation of many (if not all) horizontal wells in low to moderate permeability reservoirs. In a few such reservoirs, operators have reported achieving adequate fracture placement control with liners and limited-entry perforating methods (some cemented and some not). These few success stories appear to represent a small percentage of cases.

Same-day multi-stage fracturing processes are often the key to economic stimulation alternatives if the process can deliver effective placement control to single zones. Recently, a few of these reservoirs have been achieving adequate frac placement control to make the wells economically viable using external casing packers and techniques for step-wise opening of a single zone to the wellbore then sealing off with a ball and baffle after completing each frac stage. The downhole jewelry adds significant cost and additional risk in running the entire liner. There are limits also to the number of stages ball-and-baffle sealing techniques can achieve. This process can still result in excessive multiple fractures because a large section of open annulus is pressurized with no control over where fractures might initiate, except at existing weaknesses from natural selection or from events during the drilling process.

In vertical wells, some operators have had success placing perforating charges external to the casing and running this casing to total depth (TD). Done correctly, this process delivers an economical method for multiple-stage fracturing [9-10]. The downhole jewelry for such systems will add considerable completion cost, but successful deployment (a significant risk factor) can provide the isolation of the multiple-stage fracturing critical to effective stimulation of horizontal completions. Commitment to such a completion-stimulation process often must be made very early in the drilling phase, possibly even before the well is spudded.

Many operators need methods to effectively fracture-stimulate horizontal completions even though these costs are not projected in the approved AFE and the mechanical condition of the lateral is not subject to change. Many such wells have already experienced cost overruns by attempting methods that were not cost-effective and which sometimes were complete failures.

HYDRAJET-PERFORATING AND FRACTURING GOES HORIZONTAL

For horizontal wells without low-risk methods of mechanical isolation, such as openhole or liners that are entirely preperforated or slotted, only one consistently effective fracture-stimulation method has been developed. The hydrjet-fracturing (HJF) technique [11-20] incorporates hydrjet-perforating to force initial fracturing at a specific location along the lateral. Additionally, this process continues the high-differential-pressure hydrjetting throughout the entire

утвержденной смете расходов, а механическое состояние бокового ствола не должно меняться. На большом количестве подобных скважин уже имело место значительное превышение расходов из-за испытания методов, которые оказались нерентабельными и иногда заканчивались полным провалом.

ГИДРОМОНИТОРНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ И ГИДРОРАЗРЫВ СТАНОВЯТСЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ

Для горизонтальных скважин, пробуренных без использования имеющих низкий уровень риска методов механической изоляции, таких как: необсаженная скважина, применение полностью перфорированных или содержащих щели хвостовиков, был разработан лишь один в равной степени эффективный метод гидроразрыва-интенсификации. Метод гидромониторного разрыва (ГМР) [11-20] включает гидромониторное перфорирование, вызывающее начальный разрыв в определенной точке вдоль бокового ствола. Процесс продолжается при помощи гидромониторной обработки под высоким давлением по всей длине разрыва, независимо от того, используется кислотная обработка гидроразрыва или расклинивающий наполнитель (проппант). Все жидкости для гидроразрыва закачиваются через колтюбинговую колонну и корпус гидромониторного инструмента, в то время как отдельной операцией подается жидкость (обычно при низкой интенсивности потока) вниз по затрубному пространству для того, чтобы поглощение затрубной жидкости нефтяным потоком выше точки гидроразрыва компенсировалось затрубной жидкостью. В большинстве случаев жидкость в избыточном количестве (большем, чем теряется при затрубном поглощении) подается вниз по затрубному пространству. Так она попадет в полость увеличиваемого разрыва. Для операций с расклинивающим наполнителем – это является наиболее важным фактором предохранения компоновки низа бурильной колонны (КНБК) от прихвата, исключая попадание гидросмеси расклинивающего наполнителя в ствол скважины над инструментом.

Процесс ГМР в течение последних нескольких лет использовался по всему миру на более чем 150-ти горизонтальных скважинах. Имеется большое количество технической документации, посвященной данному процессу, и она будет вкратце рассмотрена в этой статье. Рис. 1 предлагает общую концепцию типичной конфигурации ствола скважины, колонны для обработки и КНБК, которая может использоваться для интенсификации скважины посредством гидроразрыва в большом количестве точек вдоль бокового ствола за одну скважинную операцию. На рис. 2 показана реальная КНБК, использовавшаяся для проведения подобной операции в скважине на западной Аляске в сентябре 2005. Рис. 3а-3е схематически иллюстрируют пошаговый процесс гидромониторной перфорации, после которого проводится гидроразрыв с проведением вспомогательной гидромониторной обработки в заданной точке. В течение нескольких минут после завершения стадии гидроразрыва КНБК перепозиционируется на следующую выбранную точку (вверх по стволу), и весь процесс повторяется. Если случается продолжительная задержка, предшествующая следующей стадии гидроразрыва, обычно КНБК извлекается из бокового ствола и позже перепозиционируется для следующей операции перфорации и гидроразрыва. Это может снизить риск прихвата инструмента из-за осаждения твердых частиц из вертикального участка на изгибе ствола скважины.

Однако большое количество горизонтальных заканчиваний не подлежат интенсификации посредством гидроразрыва при помощи процесса ГМР, так как многие обсадные колонны не в состоянии противостоять давлению, создаваемому в затрубном пространстве. В некоторых случаях в качестве временного затрубного пространства для проведения процесса интенсификации

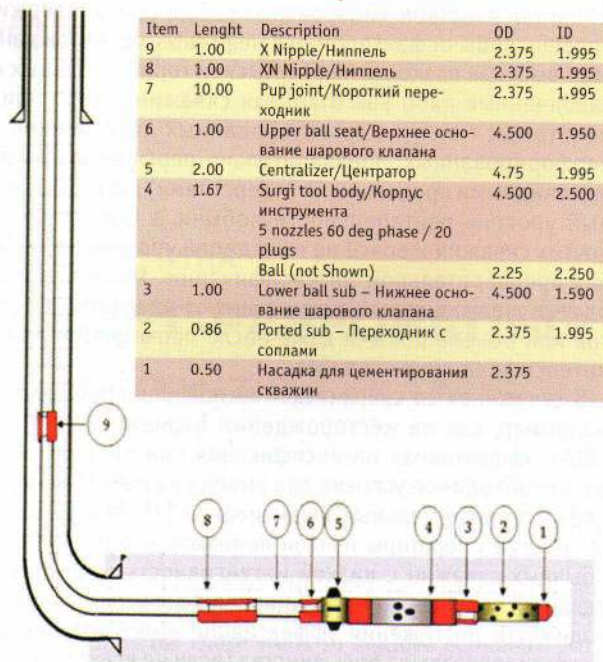


Рис. 1. Данный чертеж представляет колонну для проведения обработки и КНБК, используемую для перфорации и гидроразрыва неглубоких газовых скважин, законченных как необсаженная скважина.

Fig. 1. This schematic illustrates the treating string and bottomhole assembly used for hydrjet-perforating and fracturing a shallow horizontal gas well completed openhole.

fracture extension and growth processes, independent of whether an acid-frac or proppant-frac treatment is being used. Essentially all the frac fluid is pumped down a tubing string and through the hydrjet tool body, while a separate pumping operation places fluid (typically at lower rates) down the annulus to ensure that annular fluid leakoff into the reservoir above the frac point will be satisfied by the annular fluid. In most cases, excess fluid (more than is being lost to annular leakoff) is pumped down the annulus; therefore, this fluid will also move into the fracture being extended. For proppant-frac applications, this is a major factor in preventing the bottomhole assembly (BHA) from sticking by preventing proppant slurry from getting into the wellbore above the tool.

The HJF process has been used in more than 150 horizontal wells worldwide during the past few years. Because there are a significant number of technical papers

Jet body O.D. is 3.4 in/
Диаметр корпуса с соплами – 3,4 дюйма



Рис. 2. КНБК, использовавшаяся в ходе недавней операции обработки гидроразрывом, осуществлявшейся на составленной трубе в западной Азии.

Fig. 2. BHA used on recent jointed tubing hydrjet-fracturing treatment in western Asia.



может устанавливаться защитная промежуточная колонна обсадной трубы. Однако это приводит к дополнительным расходам и во многих случаях – невыполнимо.

Другим сдерживающим фактором является то, что существующая обсадная труба или участок бокового ствола (либо оба эти фактора) могут быть слишком при для использовании инструмента для технологической колонны определенного размера и/или гидромониторного инструмента, чтобы получить достаточно высокую интенсивность закачки для выполнения эффективного гидроразрыва. Иногда в очень плотных пластах можно успешно увеличивать и удерживать от смыкания полость разрыва или проводить кислотно-гидроразрывную обработку при таких низких интенсивностях, как 5 баррелей в минуту. Однако с увеличением эффективной проницаемости пласта увеличивается и минимальная интенсивность, необходимая для гидроразрыва. Пласты с проницаемостью в несколько миллиардов для успешного гидроразрыва могут потребовать интенсивности нагнетания более 10 баррелей в минуту. Если присутствует адекватное расширение ствола скважины, интенсивность закачки для гидроразрыва через колонну труб большого диаметра и инструмент может превышать 40 баррелей в минуту. В некоторых случаях интенсивность потока в трубе может дополняться потоком в затрубном пространстве. Максимальная интенсивность для гидроразрыва, полученная при помощи процесса ГМР, составляет 75 баррелей в минуту, причем большая часть интенсивности закачки приходилась на затрубное пространство [20]. Такая интенсивность достижима только при использовании сплошного хвостовика в боковом канале выше точки гидроразрыва, хотя нет необходимости в его цементации. Кроме того, расклинивающий наполнитель закачивался только через колонну труб вслед за этим процессом, что вызывало дополнительное увеличение интенсивности гидроразрыва через затрубное пространство, снижая концентрацию расклинивающего наполнителя, попадающего в разлом.

ГИДРОМОНИТОРНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРЕЦИЗИОННЫХ ОПЕРАЦИЙ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Чем чаще при интенсификации горизонтальных скважин используется метод гидромониторной перфорации, тем перспективней он становится для интенсификации и вертикальных скважин. Традиционная перфорация при помощи взрывных зарядов вызывает повреждения внутри перфорационного канала. Во многих случаях поврежденная зона может препятствовать успешному проведению гидроразрыва. В мягких породах месторождений с высокой проницаемостью метод взрывной перфорации является очень эффективным, вызывая лишь ограниченное повреждение перфорационного канала. Однако большинство лабораторных исследований показывает, что с увеличением твердости породы степень физического повреждения пласта увеличивается. Это не только влияет на проницаемость пласта, но и создает «участок нагрузки» вокруг перфорационного канала, что также делает этот канал более сложным для проведения через него гидравлических разломов. Исследования показывают, что гидравлические разломы в твердых пластах изначально образовались не в перфорационном канале, а источником их явилась граница раздела двух сред: цемент-труба или цемент-порода. Большое количество ученых и практиков считают, что этот эффект может значительно увеличить проблемы, связанные с призабойной зоной скважины и влияющие на возможность проведения гидроразрыва, например, кривизна и чрезмерно многочисленные разрывы [21-26].

Гидромониторная перфорация оставляет канал чистым и не содержащим механических повреждений от огромного сжимающего усилия, которое является следствием взрывной перфорации. Это

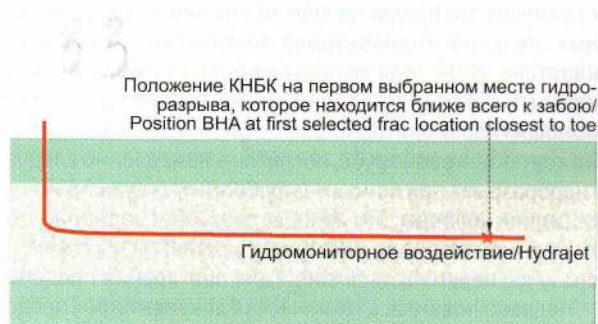


Рис. 3а. Гидромониторное действие создает неповрежденное, высокоэффективное, локализованное «слабое место» и улучшенную передачу давления на желаемую точку разрыва.

Fig. 3a. Hydrajetting creates non-damaged, highly effective, highly localized “weak spot” and intensified pressure communication at a desired fracture location.

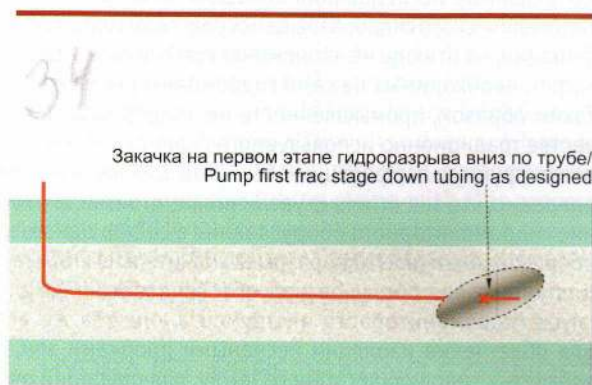


Рис. 3б. Многие изданные ранее документы описывали, как бернуллиевый эффект создает эффект струйного насоса для вызова роста разломов преимущественно в точке, где проводится нагнетание.

Fig. 3b. Numerous earlier papers have described how the Bernoulli effect creates a “jet pump” effect to cause fracture growth to predominantly occur at the jetting location.

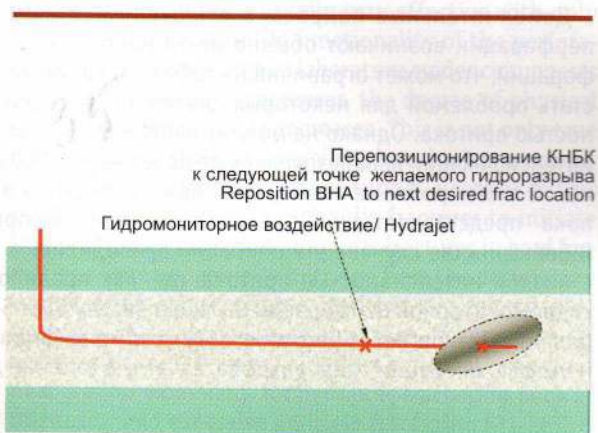


Рис. 3с. КНБК поднимается к следующему месту проведения гидроразрыва для начала гидромониторной операции на следующей стадии гидроразрыва

Fig. 3c. The BHA is pulled back to the next frac location to begin the jetting operation for the next frac stage.

преимущество предоставляет возможность для усовершенствованных операций гидроразрыва вертикальных скважин. Во втором квартале 2004 года использование этого процесса для вертикальных скважин было поставлено на коммерческую основу при помощи гидромониторного инструмента. Этот инструмент спускается на колтюбинговой трубе, после чего немедленно следует операция гидроразрыва при помощи затрубного пространства колтюбинговой обсадной колонны. Это процесс позволяет колтюбинговой колонне и гидромониторному инструменту оставаться в стволе скважины и сразу же перемещаться вверх для повторения процесса.

Недавно появилась техническая документация, представляющая и детально описывающая данный процесс в вертикальных стволах скважин [27-29]. Успешное применения этого процесса повлияло на использование его и в горизонтальных скважинах. Для проведения операций в горизонтальных или вертикальных скважинах не должно быть необсаженных или перфорированных участков над точкой, которая будет интенсифицироваться посредством гидроразрыва, так как закачка жидкости для гидроразрыва осуществляется через затрубное пространство.

Почему на фоне традиционного метода перфорирования возникали вопросы относительно гидромониторной перфорации? Ведь проведенные исследования показали большую отдачу именно от гидравлического гидроразрыва посредством гидромониторной перфорации, но отнюдь не экономическую отдачу — возврат высоких затрат, необходимых на само гидромониторное перфорирование. Таким образом, промышленность не поддержала этот метод в качестве традиционно используемого сервиса. Но в прошлом гидropескоструйную перфорацию обычно выполняли как отдельный шаг операции, что значительно увеличивало стоимость работ. Включение гидромониторного оборудования в состав одного комплекса с оборудованием для гидроразрыва значительно снижает издержки. Колтюбинговое оборудование обеспечивает больше, чем просто спуск гидромониторного инструмента, оно так же используется для облегчения изоляции песчаными пробками зон, ранее подвергнутых гидравлическому разрыву, для операции очистки всего ствола скважины после проведения подобных работ. В некоторых случаях оно внесло свой вклад также и в увеличение притока после проведения гидроразрыва. Вторым явным преимуществом того, что колтюбинговая колонна остается в стволе скважины в ходе операции гидроразрыва, является то, что интенсивность закачки через колтюбинговую трубу снижается примерно до уровня в 0,25 барреля в минуту, колонна может оставаться неподвижной и предоставлять в реальном времени информацию о давлении на забое. Эта информация значительно улучшает представление о скважинных условиях при закачке раствора для проведения гидроразрыва.

Дополнительные вопросы в отношении гидромониторной перфорации возникают обычно из-за малого количества перфораций, что может ограничивать дебит. Со временем это может стать проблемой для некоторых скважин с высокой интенсивностью притока. Однако на момент написания статьи этот метод интенсификации использовался уже более чем на 200 скважинах, но об этой проблеме сообщалось крайне редко, а значит, она пока представляет лишь преждевременную обеспокоенность. В большинстве случаев эти операции проводились в скважинах с низкой интенсивностью притока, где, как правило, отдельно гидромониторной перфорации были подвергнуты от 5 до 15 (или более) участков, после чего они сразу же интенсифицировались с помощью операции гидроразрыва, зачастую в тот же день.

СЛЕДУЮЩИЙ ШАГ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ОПЕРАЦИИ ГИДРОРАЗРЫВА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Отдельную интенсификацию гидроразрывом отдельных точек бокового ствола в новых горизонтальных заканчиваниях с прецизионной точностью обеспечивает процесс горизонтальной

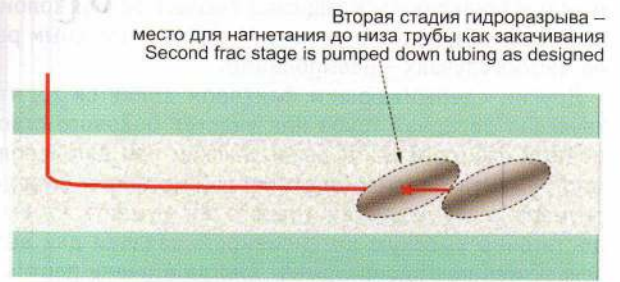


Рис. 3д. При закачке раствора через сопла, бернуллиевый эффект создает эффект струйного насоса для роста разломов преимущественно в точке, где проводится нагнетание, без использования пакера или насадка для цементирования для изоляции нижних отрезков

Fig. 3d. With the slurry pumped through the jets, the Bernoulli forces create a "jet pump" effect to cause fracture growth to predominantly occur at the jetting location without needing a packer or BP to isolate lower intervals.

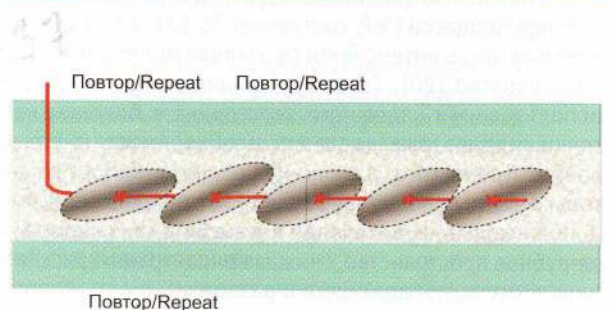


Рис. 3е. Процесс (поднятие КНKB, гидромониторная обработка, стадия закачки для проведения гидроразрыва) повторяется до тех пор, пока все стадии не будут выполнены. После выполнения последнего гидроразрыва, КНKB извлекается в вертикальный участок ствола (или полностью) и начинается обратный поток.

Fig. 3e. The process (pull BHA, hydrjet, pump frac stage) is repeated until all stages are completed. After the final frac stage is pumped, the BHA is pulled into the vertical section of the wellbore (or completely out) and well flowback begins.

available on this process, it is only briefly discussed here. Fig. 1 offers a general concept of a typical wellbore configuration and the treating string and BHA that could be used to fracture-stimulate the well at multiple locations along the lateral during a single well intervention. Fig. 2 shows a picture of an actual BHA used for such an application in a well in western Asia during September 2005. Figs. 3a-3e present drawings that illustrate the step-wise process used for hydrjetting perforations, followed immediately by hydrjet-assisted fracturing at that location. Within minutes of completing a fracturing stage, the BHA is repositioned to the next desired (uphole) target location and the entire process is repeated. If there is an extended delay before the next fracturing stage, the BHA is typically pulled out of the lateral and later repositioned for the next perforating and fracturing operation. This can reduce the risk of the tool sticking from any solids settling out of the vertical section into the bend of the wellbore.

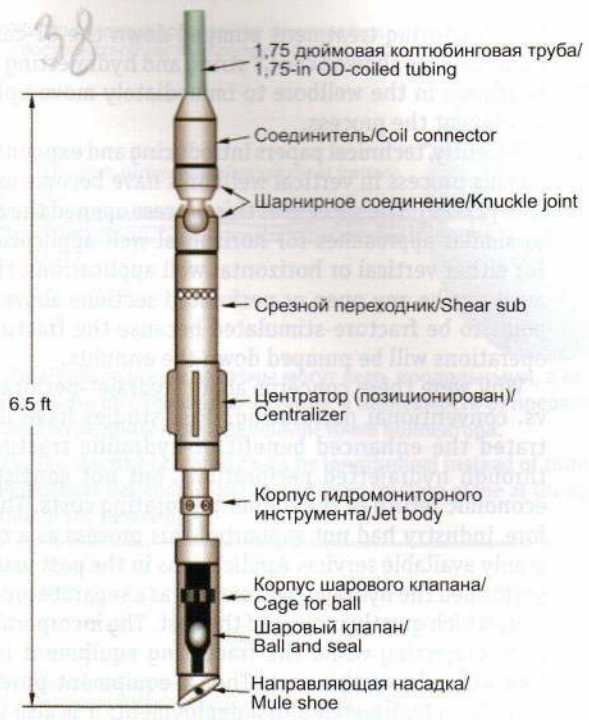


Рис. 4. Спускаемая на колтюбинговой трубе гидромониторная КНБК с возможностью осуществления обратной циркуляции
Fig. 4. CT-deployed jetting BHA with reverse flow capability.

гидромониторной перфорации с проведением затрубного гидроразрыва (Гор-ГМП-ЗГ). Используя гидромониторный инструмент, опускаемый на колтюбинговой трубе, процесс Гор-ГМП-ЗГ сочетает доказанные преимущества гидромониторного гидроразрыва с управлением скважиной и большей скоростью проведения колтюбинговых операций. В сочетании с закачкой жидкостей для гидроразрыва по затрубному пространству колтюбинговой и обсадной труб, она позволяет закончить большое количество интенсификационных работ посредством гидроразрыва за одну спуско-подъемную операцию, обычно с перерывом в несколько десятков минут между завершением одной стадии гидроразрыва и началом новой. Для операций, сочетающих гидроразрыв и кислотную обработку, существует очень мало ограничений на использование определенного типа кислоты – при желании могут закачиваться даже вспененные кислоты или кислотные эмульсии. Данный процесс может использоваться даже на существующих скважинах над уже существующими заканчиваниями или путем перекрытия обжатию перфорированных раннее участков. Возможно, в будущем появятся возможности использования временного хвостовика в существующих или новых заканчиваниях.

По сравнению с большинством процессов горизонтального гидроразрыва, осуществляемых с помощью колтюбинговой трубы, этот новый метод обеспечивает более высокую степень нагнетания и более низкое давление обработки при закачке гидросмеси для гидроразрыва (или кислоты) через затрубное пространство колтюбинговой и обсадной труб. Рис. 4 иллюстрирует компоненты, которые входят в состав КНБК, используемой для проведения данного типа операций. Так как с помощью колтюбинговой трубы гидромониторная перфорация выполняется при значительно более низкой интенсивности, большой перепад давления потока не оказывает воздействия на затрубное давление. Это превращает затрубное пространство в оптимальный путь для получения высокой интенсивности обработки при более низком давлении. Рис. 5-12 [30] показывают шаги использования процесса Гор-ГМП-ЗГ для получения четырехэтапной программы интенсификации посредством гидроразрыва, проводимого в горизонтальной скважине. Как видно из иллюстраций, разломы не обязательно

Many horizontal completions are not candidates for fracture stimulation using the HJF process. Many well casings cannot withstand the pressure created within the annulus. In a few instances, a casing protection string can be installed to create a temporary annulus for the stimulation process. However, this is an added cost and is not feasible in many cases.

Another limitation is that the existing casing or lateral section (or both) might be too small to allow for an adequately sized treating string and/or jetting tool to achieve sufficiently high pumping rates for effective fracturing. In very tight formations, it might be possible to successfully extend and prop or fracture-acidize at rates as low as 5 bbl/min. However, as effective formation permeability increases, so does the minimum fracturing rate needed. Formations with permeabilities of only a few millidarcies might require injection rates well above 10 bbl/min for successful fracturing. If adequate hole opening size is available, fracturing rates through a large tubing string and tool can exceed 40 bbl/min. In some cases, the tubing rate can be supplemented with annulus rate. The highest total fracturing rate achieved to date with the HJF process is approximately 75 bbl/min, with most of this rate through the annulus [20]. This rate is only possible with a solid liner in the lateral above the point of fracturing, although it does not have to be cemented. Additionally, proppant has only been pumped through the tubing string with this process, causing additional frac rate supplied through the annulus to dilute the proppant concentration ultimately entering the fracture.

HYDRAJET-PERFORATING EXTENDED TO VERTICAL-WELL PINPOINT APPLICATIONS

The more hydrjet-perforating was used in horizontal well stimulation applications, the more promise it offered for vertical well stimulation applications. Conventional explosive-charge perforating causes damage to the inside of the perforation tunnel. In many cases, this damaged zone can impede successful fracturing operations. In softer, higher-permeability reservoir rocks, the explosive perforations process is usually very effective with only limited impairment to the functionality of the perforation tunnel. However, most laboratory evidence suggests that as rock hardness increases, the degree of physical damage to the formation increases. This is not only true with respect to rock permeability, but the "stress cage" created around the perforation tunnel also makes this tunnel more difficult for hydraulic fractures to initiate from it. Studies show that hydraulic fractures in hard formations were not actually initiated from the perforation tunnel itself, but originated at either the cement-pipe interface or the cement-rock interface. Many scientists and practitioners believe this effect can greatly increase near-wellbore problems for hydraulic fracturing, such as tortuosity and excessive multiple fracturing [21-26].

Hydrjet-perforating leaves the tunnel clean and free of mechanical damage from the tremendous compaction force that is part of explosive perforating. This benefit offered tremendous opportunity for improved applications in vertical well fracturing. In the second quarter of 2004, a vertical well process was commercialized using a CT-deployed hydrjetting tool, immediately followed

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

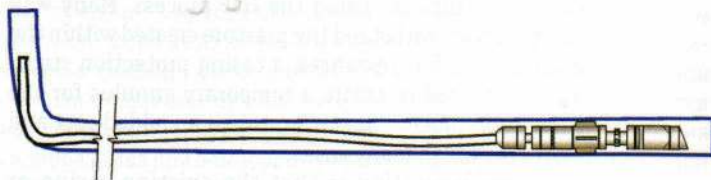


Рис.5. Спуск гидромониторной КНБК на колтюбинговой трубе в точку бокового канала для первой стадии гидроразрыва.

Fig. 5. CT deployment of the jetting BHA to location in lateral for first frac stage in the lateral section.

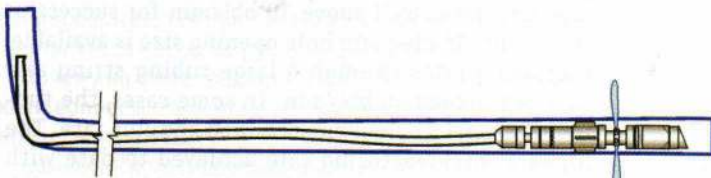


Рис.6. После позиционирования КНБК над точкой, где желательно проведение первой стадии операции гидроразрыва, гидромониторный эффект будет осуществляться при помощи абразивов. Гидромониторный эффект при помощи чистой.

Fig. 6. With the BHA positioned at the location where the first frac stage is desired, the perforations are hydrajteted using abrasive. Jetting with clean fluid continues as the annulus is closed for frac initiation. жидкости продолжается, когда затрубное пространство закрыто для образования гидроразрыва



Рис. 7а. Интенсивность подачи через колтюбинговую трубу снижается, и КНБК поднимается выше по стволу скважины из перфорированного интервала после закачки наполнителя или перед тем, как высококонцентрированный расклинивающий наполнитель попадает в перфорацию. При низких интенсивностях колтюбинговая труба выступает в качестве натяжной колонны для точного наблюдения за давлением гидроразрыва, поглощение проводится после окончания каждой стадии гидроразрыва.

Fig. 7a. The CT rate is decreased and the BHA is pulled back uphole from the perforated interval after the pad, or before the high-concentration proppant slurry gets to the perforations. At low rate, CT acts like dead-string for accurate frac pressure monitoring; screen-out is induced at the end of the frac stage.

by a fracturing treatment pumped down the CT-casing annulus. This allowed the CT string and hydrajtetting tool to remain in the wellbore to immediately move uphole and repeat the process.

Recently, technical papers introducing and expounding on this process in vertical wellbores have become available [27-29]. The success of this process opened the door to similar approaches for horizontal well applications. For either vertical or horizontal well applications, there must not be any open or perforated sections above the point to be fracture-stimulated because the fracturing operations will be pumped down the annulus.

Why were there concerns about hydrajt-perforating vs. conventional perforating? Past studies have illustrated the enhanced benefit of hydraulic fracturing through hydrajteted perforations, but not consistent economic return of the higher perforating costs. Therefore, industry had not supported this process as a commonly available service. Applications in the past usually performed the hydrajt-perforating as a separate process step, which greatly increased the cost. The incorporation of hydrajtting while the fracturing equipment is on location reduces this cost. The CT equipment provides more than hydrajtting tool deployment; it is also used to facilitate sand-plug isolation of previously fractured zones downhole, and post-frac well cleanout of the entire wellbore. In some cases, it contributed to post-frac flowback efforts also. Another useful benefit of having the CT string remain in the wellbore during fracturing operations is that when the CT injection rate is reduced to approximately 0,25 bbl/min, the string can then serve as a dead string and provide excellent bottomhole pressure data in real time. This data greatly improves understanding of downhole conditions while a fracturing treatment is being pumped.

An additional concern regarding hydrajt-perforating is that a smaller number of perforations are usually jetted and may choke production. This could later prove to be a valid concern in some higher-permeability reservoirs. However, in applications to more than 200 vertical wells at the time of this writing, this problem has rarely been reported, and was only an early concern. These applications have been mostly in low permeability reservoirs where typically 5 to 15 (or more) zones were individually hydrajt-perforated and then immediately fracture-stimulated, often within the same day.

THE NEXT STEP-CHANGE FOR HORIZONTAL WELL FRACTURING

The horizontal-hydrajt-perf-annular frac (Hz-HJP-AF) process enables individual fracture-stimulation at selected locations along the lateral in new horizontal completions with pinpoint precision [30]. Using a CT-deployed hydrajtting tool, the Hz-HJP-AF process combines the proven advantages of hydrajt-perforating with the well control and speed of coiled tubing operations. Combined with pumping the fracturing stages down the annulus of the CT and the casing, it allows completion of a large number of fracture-stimulation treatments during a single well intervention with typically only tens of minutes between completing a frac stage and starting the next one. The injection rate, fluid volume, and proppant types and sizes can be tailored for each stage. For fracture-acidizing applications, there is little, if any, restriction on the type of acid fluids placed—even foamed or emulsified



Жидкость для гидроразрыва закачивается через затрубное пространство/Frac fluid pumped through annulus
 Продольный разлом/Longitudinal fracture
Рис. 7б. Образованные разломы могут быть продольными, а не поперечными по отношению к стволу, в зависимости от предпочтенной плоскости трещины в определенной точке коллектора.
Fig. 7b. The fractures created could be longitudinal instead of transverse to the wellbore depending on the preferred fracture plane at the specific location in the reservoir.



Перемещения КНБК над раскливающим наполнителем в стволе/Pull BHA to above any proppant in wellbore
 Линия для обратной промывки до следующей точки гидроразрыва/Wash back down to next frac location
Рис. 8. КНБК поднимается над раскливающим наполнителем, оставленным в стволе скважины после завершения стадии гидроразрыва, и запирается. Далее раскливающий наполнитель путем обратной циркуляции удалится из КНБК по мере движения к точке следующего гидроразрыва в боковом стволе.
Fig. 8. The BHA is pulled back above any proppant left in the wellbore after the frac stage is complete and shut in. Then the proppant is reverse-circulated out as BHA moves back down to the location for the next desired frac in the lateral.



Обычно от 100 до 500 футов/ Typically 100 to 500 ft
Рис. 9. Перфорированные отверстия подлежат гидромониторной обработке на следующей стадии гидроразрыва при помощи обратного потока из затрубного пространства, давление контролируется, чтобы не превышать давление гидроразрыва, но и не позволять обратного движения до уровня предыдущего гидроразрыва. Затрубное пространство потом снова закрывается, и давление в стволе скважины растет для начала гидроразрыва, которое может потребовать дополнительного нагнетания через затрубное пространство. Гидромониторный эффект сохраняется при закачке большей части объема для операции гидроразрыва, возможно практически до конца следующей стадии гидроразрыва
Fig. 9. Perforations are hydrajettted for the next frac stage with annulus returns controlled to stay below frac pressure but not allow the previous frac states to flow back. The annulus is again closed, and the wellbore pressure is allowed to build for frac initiation, which may now require some annulus injection. Jetting action is maintained while pumping most of the pad volume for the fracturing treatment, possibly until near the end of the frac stage.

acids can be placed, if desired. The process can even be applied in existing wells above previous completions or by squeezing off earlier, perforated sections. There might be future options available for using a temporary liner on some existing or new completions.

Compared to most through-tubing, horizontal fracturing processes, this new method allows for higher injection rates at lower treating pressures by pumping the frac slurry (or acid) through the annulus of the CT and the casing. Fig. 4 gives an illustration of the components that make up the BHA typically used for this process. Because hydrajert-perforating is accomplished through the coiled tubing at much lower rates, high jet differential pressures do not affect the annulus treatment pressure. This makes the annulus the optimum flow path to achieve higher treatment rates at lower pressures. Figs. 5-12 [30] show the steps for applying the Hz-HJP-AF process to achieve a four-stage fracture stimulation program in a horizontal well. These illustrations imply that the fractures are placed equidistant from one another and that they are the same final size, which is not necessarily the case. Each frac stage can be designed and pumped specific to the expected need or reservoir conditions at the selected frac location. The distance between each frac location can be varied, especially when the operator has data to indicate which specific locations along the lateral are best for fracturing. In some wells, there might be some limitation of how close the fractures can be to one another. It might be difficult to achieve and maintain zonal sealing after each frac if they are less than about 100 ft apart. This might become less of a concern with increased experience with the process.

Annular fluid velocity is limited to 20 ft/sec at the surface injection point to avoid erosion of the coiled tubing. Multiple wellhead injection points protect the CT from impingement erosion and increase the maximum allowable annulus rate. Fig. 13a illustrates one possible wellhead configuration below the CT injector, and Fig. 13b shows a photo of this same wellhead assembly used for this process while stimulating a horizontal well in Michigan.

SELECTING THE NUMBER OF FRACTURES

Selecting the number of fractures is far too broad a topic to be effectively addressed in this paper. The number and size of fractures that should be placed along any given lateral is very specific to a given reservoir and economic limitations [3-4]. Technology enabling reservoir simulation modeling of production from multiple fractures along horizontal wellbores must be significantly improved. Many current models are very simplistic. Before a multi-fractured lateral is modeled, the specific model should first be proven capable of matching production from a non-stimulated horizontal wellbore in the reservoir. In many cases, especially in thin reservoirs, the difference in longitudinal fracs and transverse fracs can be very pronounced unless the effective fracture lengths are short or the permeabilities are not very low. Several recent papers on fracturing horizontal wells have commented that their modeling of transverse and longitudinal fracture planes "showed little difference", but very few have offered details of the reservoir simulator or their specific simulations.

Layering within the reservoir can create very signifi-

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

образуются равноудаленно один от другого и одинаковой длины. Каждая стадия гидроразрыва может быть спроектирована, а закачка осуществлена специально для определенной потребности или для определенных условий скважины в выбранной точке гидроразрыва. Расстояние между каждой точкой гидроразрыва может меняться, особенно когда оператор имеет информацию о том, какая именно точка в боковом стволе является лучшей для проведения операции гидроразрыва. В некоторых скважинах могут быть жесткие ограничения относительно расстояния между разломами. Может оказаться сложным достигнуть и удержать зональную изоляцию после каждой операции гидроразрыва, если эти зоны удалены менее чем на 100 футов друг от друга. Но с получением опыта по проведению работ становится проще преодолевать вышеописанные трудности.

Чтобы избежать эрозию колтюбинговой трубы, скорость затрубной жидкости в наземной точке ограничена показателем подачи 20 футов в секунду. Многочисленные каналы нагнетания на устье скважины защищают колтюбинговую трубу от ударной эрозии и увеличивают максимально допустимую затрубную скорость. Рис. 13а иллюстрирует одну из возможных устьевых конфигураций, находящуюся под колтюбинговым инжектором, а на рис. 13b показана фотография аналогичного устьевого узла, использовавшегося для подобного процесса при интенсификации горизонтальной скважины в штате Мичиган.

ВЫБОР КОЛИЧЕСТВА РАЗРЫВОВ ПЛАСТА

Выбор количества разрывов является более чем широкой темой для освещения в данной статье. Количество и размер разрывов, которые должны располагаться вдоль определенного бокового канала, являются весьма специфическими показателями для каждой скважины и зависят к тому же от финансово-экономических ограничений [3-4]. Технология, позволяющая осуществлять моделирование потока из многочисленных разломов вдоль горизонтальных стволов, нуждается в значительных улучшениях. Многие современные модели слишком упрощены. До начала моделирования бокового ствола с многочисленными разрывами необходимо проверить специальную модель на способность сопоставления добычи из неинтенсифицированного горизонтального ствола в скважине. Во многих случаях, особенно в скважинах с большим содержанием воды, различия между продольными и поперечными разрывами могут оказаться весьма значительными. Исключение составляют те случаи, когда длина эффективных разрывов невелика, и проницаемость не совсем низкая. В нескольких статьях, посвященных гидроразрыву горизонтальных скважин, опубликованных в последнее время, утверждалось, что моделирование их авторами поперечных и продольных плоскостей разлома «не показало большого различия», однако лишь некоторые из них детально описали модели скважины или их специфический расчет.

Многослойность пласта может создавать в скважине значительные проблемы с вертикальной проницаемостью, с которой не могут работать многие из моделей интенсификации потока, даже если оператор имеет точные и подробные геологические данные. Не только многочисленные горизонтальные стволы скважин испытывают значительные изменения вдоль бокового канала, часто меняется и соседство с зонами слабых водопроявлений или горизонтом грунтовых вод. Необходимо учитывать эти изменения, чтобы избежать ошибки при выборе размещения желаемых мест разрыва и его размера в каждой определенной точке.



Рис. 10. Интенсивность подачи по колтюбинговой трубе снова уменьшается, и КНБК поднимается вверх по стволу, по направлению от перфорированного интервала, чтобы выступить в роли натяжной колонны для точного наблюдения за давлением гидроразрыва. Поглощение проводится после окончания каждой стадии гидроразрыва.

Fig. 10. The CT rate is again lowered and the BHA is pulled back uphole, away from the perforated interval to act as dead-string for accurate frac pressure monitoring. Screen-out is induced at the end of the frac stage.

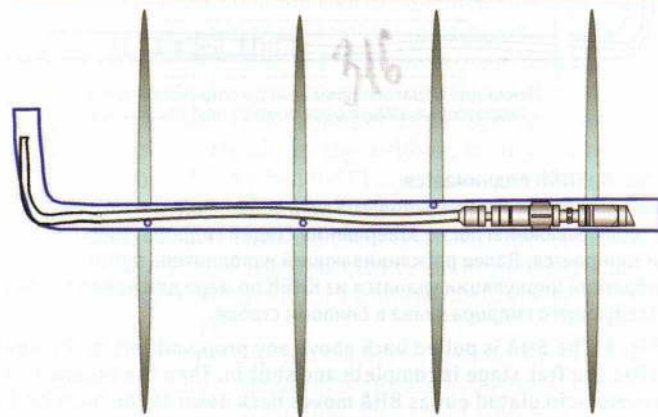


Рис. 11. Последняя стадия гидроразрыва позволяет закрыться разлому. КНБК возвращается за первую точку проведения гидроразрыва для вымывания расклинивающего наполнителя, остающегося в стволе скважины.

Fig. 11. The final frac stage allows the fracture to close. The BHA is run back down to beyond the first frac location to reverse-out any proppant left in the wellbore.

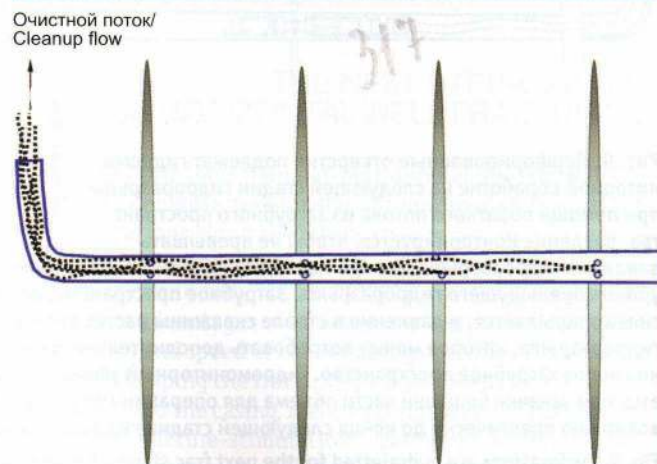


Рис. 12. Колтюбинговая труба извлекается из скважины, и происходит очистка от продуктов гидроразрыва. При необходимости, колтюбинговая труба может использоваться для сброса обратного потока.

Fig. 12. CT is pulled out of the well and frac cleanup is begun. If needed, CT can be used to kick off return flow.



ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ

Впервые процесс Гор-ГМП-ЗГ использовался в горизонтальной скважине на месторождении Бэрнетт Шейл в начале 2005. Очевидно, скважина находилась рядом либо пересекалась с водоносным слоем и добывала газ с большим содержанием воды, подобно традиционно законченным скважинам, находящимся поблизости. Хотя дебит газа разочаровал, оказалось, что процесс интенсификации был эффективным. Так как это было первое использование процесса, приобретение необходимого опыта задерживало сроки выполнения работ и увеличивало расходы.

Во втором квартале 2005 года во время использования данного метода на скважине в Канаде было проведено пять стадий гидроразрыва, во время которых было использовано 250000 фунтов расклинивающего наполнителя на каждой стадии. В результате предполагаемый дебит был даже превышен. Однако, информация о скважине, позже классифицируемой оператором как "скважина с сужением ствола" и подробности о притоке, проведении операции и полученном дебите скважины мы представить не можем.

На момент написания статьи процесс Гор-ГМП-ЗГ использовался для интенсификации посредством гидроразрыва на восьми горизонтальных скважинах. Новый документ [30] также содержит небольшое количество информации о дебите после гидроразрыва, разрешенной для публикации в январе 2006 года.

Ожидается, что будущие публикации представят большой объем информации о применении процесса Гор-ГМП-ЗГ в горизонтальных скважинах.

ВЫВОДЫ

- Гидромониторное перфорирование показало оптимальную возможность оказания воздействия на приток посредством эрозии породы в отличие от процесса взрывной перфорации, которая приводит к уплотняющему повреждению породы пласта, окружающего перфорационные каналы.
- Методы использования гидромониторной перфорации и операции гидроразрыва, которые требуют использования труб достаточно больших, чтобы позволить адекватную интенсивность нагнетания раствора через трубу, на большом количестве скважин применять невозможно из-за малого диаметра или ненадежности обсадных труб.
- Был разработан новый процесс интенсификации горизонтальных скважин, который использует спускаемый на колтюбинговой трубе гидромониторный инструмент.
- Новый Гор-ГМП-ЗГ процесс может использоваться в горизонтальных стволах скважины, где пласт еще не открыт для обсадной колонны (или хвостовика) над самой низкой точкой для гидромониторной перфорации и интенсификации гидроразрывом посредством затрубного пространства колтюбинговой обсадной трубы.
- Колтюбинговая колонна может в реальном времени обеспечить информацией о давлении на забое, что улучшает представление о реакции пласта на операцию гидроразрыва.
- Процесс Гор-ГМП-ЗГ не требует установки или перемещения пакеров или мостовых пробок.
- В настоящее время в этом новом процессе используется выпадение расклинивающего агента из жидкости для разрыва в конце стадии операции или песчаная пробка для изоляции.
- Колтюбинговая КНБК позволяет проводить обратную циркуляцию и может удалять расклинивающий наполнитель из ствола скважины после последней стадии гидроразрыва за одну спуско-подъемную операцию.

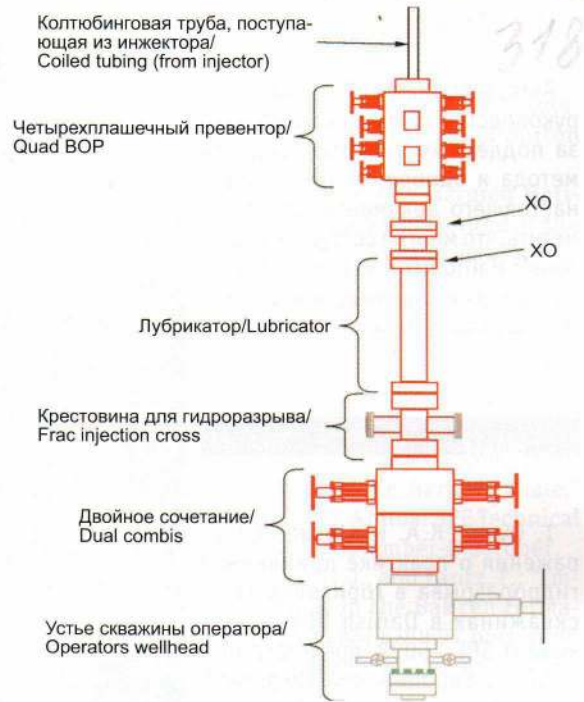


Рис. 13а. Конфигурация устья скважины, находящейся под колтюбинговым инжектором

Fig. 13a. A wellhead configuration below the CT injector.

cant vertical permeability problems that many reservoir simulation models can not effectively handle, even when the operator has valid, detailed geological data. Not only do many horizontal wellbores encounter significant reservoir rock variations along the lateral, but often the proximity to wet zones or the water table changes. These variables are important to the optimization of selecting desired fracture locations and the size of the fracture at each location.

CASE HISTORY INFORMATION

The first application of the Hz-HJP-AF process was in a horizontal Barnett shale well in early 2005. The well apparently was near or intersected a fault communicated to an aquifer and produced gas with high water rates, similar to a conventionally-completed well nearby. Although the gas production was disappointing, it appeared the stimulation process was effective. Because this was the first application of the process, learning experiences caused job delays and added costs.

A second quarter, 2005 application of this process on a well in Canada placed five frac stages of about 250000 lb of proppant per stage. The result was even higher than anticipated production rates. However, the well data was later classified as "tite-hole" by the well operator and details of the reservoir, job designs, and well production cannot be presented.

At the time of this writing, the Hz-HJP-AF process has been used to fracture-stimulate eight horizontal wells. A very recent paper [30] contains the small amount of post-frac production data released for publication as of January 2006.

Future publications are expected to present more extensive production results from applications of the Hz-HJP-AF process in horizontal wells.

Авторы выражают благодарность руководству компании Halliburton за поддержку развития данного метода и одобрение публикации настоящего документа. Стоит отметить, что многие сотрудники компании Halliburton внесли большой вклад в успешное внедрение нового процесса интенсификации.

Ссылки

1. Оуэнс, К.А. и другие «Сообщения о практике применения гидроразрыва в горизонтальных скважинах в Danish Chalk», документ SPE 25058, представлен в 1992 на Европейской Нефтяной Конференции, Канны, Франция, 16-18 ноября.

2. Абасс, Х.Х. и другие «Практика заканчивания и интенсификации посредством гидроразрыва в горизонтальной скважине», документ SPE 29433, представлен в 1995 на симпозиуме по технологическим операциям, Оклахома Сити, Оклахома, 2-4 апреля.

3. Райт, С.А. и другие «Проблемы взаимодействия ствола скважины вызывают сложности в калифорнийских диатомитовых скважинах», документ SPE 38632, представлен в 1997 на Ежегодной Технической Конференции и Выставке, Сан Антонио, Техас, 5-8 октября.

4. Солиман, М.В. «Решения посредством обучения: интенсификация и аспекты притока в горизонтальных скважинах», Halliburton Energy Services, HAL 4165, 1998.

5. Солиман, М.И., Брунен П. «Обзор технологий для горизонтальных скважин с использованием гидроразрыва», документ SPE 36289, представлен в 1997 на Азиатской Тихоокеанской Конференции и Выставке по вопросам нефти и газа, Куала, Лумпур, Малазия, 14-16 апреля.

6. МакДэниэл, Б.В., Уиллет, Р.М. и Андервуд, П.Ж. «Использование гидроразрыва с ограниченным количеством спуско-подъемных операций на длинных интервалах сильно искривленных или горизонтальных скважин», документ SPE 56780, представлен в 1999 на Ежегодной Технической Конференции и Выставке, Хьюстон, Техас, 3-6 октября.

7. Фишер, М.К. и другие «Интеграция технологий отображения разрывов для оптимизации интенсификации в Barnett Shale», документ SPE 77441, представлен в 2002, на Ежегодной Технической Конференции SPE (Общество Инженеров Нефтяников), Сан Антонио, Техас, 29 сентября – 2 октября.

8. Уили, С., Барии, Р.Д., Эберхард, М.Ж. и Лантц, Т. «Улучшенная интенсификация горизонтальных скважин в пластах Bakken, Бассейн Уиллистон, Монтана», документ SPE 90697, представлен в 2004 на Ежегодной Технической Конференции и Выставке, Хьюстон, Техас, 26-29 сентября.



Рис. 13б. Фотография устья скважины, аналогичного показанному на рис. 13а.

Fig. 13b. Photograph of the same wellhead configuration shown in Fig. 13a.

• Hydr jetted perforations have been shown to provide optimum connectivity to the reservoir through erosion of the rock in contrast to explosive perforating processes that lead to compaction damage of the formation rock surrounding the perforation tunnels.

• Methods of using hydr jet-perforating and fracturing operations that require the use of tubing large enough to allow adequate injection rates through the tubing to achieve fracturing have been restricted from application to many wells because of small ID limitations or weak casings.

• A new process for stimulation of horizontal wells that uses a CT-deployed, hydr jetting tool has been developed.

• The new Hz-HJP-AF process can be used in horizontal wellbores where the formation is not yet open to the casing (or liner) above the lowest location to be hydr jet-perforated and then fracture-stimulated through the CT-casing annulus.

• The CT string can provide real-time bottomhole pressure data to increase the understanding of formation response to the fracturing operation.

• The Hz-HJP-AF process requires no setting or moving of packers or bridge plugs.

• This new process currently uses end-of-stage screenout or wellbore

sand plugs for isolation.

• The CT BHA allows for reverse-circulation and can clean proppant from the wellbore after the last frac stage in one well intervention.

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors wish to thank Halliburton management for its support for this process and approval to present this paper. Additionally, there are many field and business development personnel within Halliburton that have contributed to the successful introduction of this new stimulation process.

References

1. Owens, K.A. et al.: "Practical Considerations of Horizontal Well Fracturing in the Danish Chalk," paper SPE 25058 presented at the 1992 European Petroleum Conference, Cannes, France, 16-18 November.

2. Abass, H.H. et al.: "A Case History of Completing and Fracture Stimulating a Horizontal Well," paper SPE 29433 presented at the 1995 Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, 2-4 April.

3. Wright, C.A. et al.: "Wellbore-to-Fracture Communication Problems Pose Challenges in California Diatomite Horizontal Wells," paper SPE 38632 presented at the 1997



9. Гарнер, Ж.Ж., Томпсон, Ж., Мак, Д.Ж. и Девайн, С. «Практика оптимизации систем перфорирования и заканчивания, спускаемых на обсадной трубе в плотный газовый коллектор, газовое месторождение Кенай, Аляска», документ SPE 90722, представлен в 2004 на Ежегодной Технической Конференции и Выставке, Хьюстон, Техас, 26-29 сентября.

10. Кравитц, Т., Хоббс, Г., Роджерсон, Ж. и Лопес, Е. «Прецизионная перфорация внешней обсадной трубы в труднодоступных участках», *Мировая Нефть (Уорлд Ойл)* 2004, 21-24 июня.

11. Суржатмаджа, Ж.Б. «Методы гидроразрыва подземных пластов», патент США №5765642 (1998).

12. Суржатмаджа, Ж.Б., Грандманн, С.Р., Макдэниэл, Б.В., Диг, В.Ф.Ж., Брамли, Ж.Л. и Свор, Л.С. «Гидромониторный гидроразрыв: эффективный метод для образования большого количества разломов в необсаженных горизонтальных скважинах», документ SPE 48856, представлен в 1998 на Международной Конференции и Выставке, Бейджин, Китай, 2-6 ноября.

13. Эберхард, М.Ж., Суржатмаджа, Ж.Б., Петерсон, Е.М., Локман, Р.Р. и Грандманн, С.Р. «Точное образование разрывов при использовании динамического движения жидкости обеспечивает эффективное образование разломов в искривленных стволах», документ SPE 62889, представлен в 2000 на Ежегодной Технической Конференции и Выставке, Даллас, Техас, 1-4 сентября.

14. Рис, М.Ж., Суржатмаджа, Ж.Б., МакДэниэл, Б.В., Ченг, А., Райсплер, К. и Халлад, А. «Успешная гидромониторная кислотная обработка в горизонтальных необсаженных стволах при помощи процесса динамического отклонения и/или глубинного смешивания», документ SPE 71692, представлен на 2001 ежегодной технической конференции и выставке, Новый Орлеан, Луизиана, 1-3 октября.

15. МакДэниэл, Б.В. и Уиллет, Р.М. «Методики интенсификации для притоков с низкой интенсивностью в горизонтальных заканчиваниях, которые не имеют цементированной обсадной трубы», документ SPE 75688, представлен в 2002 на SPE Симпозиуме по вопросам газовых технологий, Калгари, Альберта, Канада, 30 апреля – 2 мая.

16. Суржатмаджа, Ж.Б., МакДэниэл, Б.В. и Азерлэнд, Р.Л. «Нетрадиционные обработки для искусственного обогащения с использованием динамической деривации и скважинного смешения», документ SPE 77905, представлен в 2002 на Азиатской Тихоокеанской Конференции и Выставке по вопросам нефти и газа, Мельбурн, Австралия, 8-10 октября.

17. Ист, Л., Уиллет, Р., МакДэниэл, Б.В. «Применение новых технологий гидроразрыва, повышающих успешность проведения интенсификации для необсаженных горизонтальных заканчиваний», документ SPE 86480, представлен в 2004 на международном симпозиуме и выставке по управлению повреждением пласта, Лафает, Луизиана, 18-20 февраля.

18. МакДэниэл, Б.В., Уиллет, Р., Ист, Л., Росато, Ж., Суржатмаджа Ж.Б. «Методика гидромониторного гидроразрыва, осуществляемого при помощи колтюбинговой трубы, улучшающего показатель безопасности и снижающего временные затраты», документ SPE 90543, представлен в 2004 на Ежегодной Технической Конференции и Выставке, Хьюстон, Техас, 26-29 сентября.

19. Суржатмаджа, Ж.Б., Уиллет, Р., МакДэниэл, Б.В., Росолен, М.А., Франко, М.Л., дос Сантос, Ф.С.Р., Фернандес, П.Д., Карнейно, Ф.А.С., де Лима, Б.Б., Кортес, М. «Избирательное образование разрывов в горизонтальных скважинах в офшорной зоне в Бразилии, показывающее эффективность процесса гидромониторной интенсификации»,

Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 5-8 October.

4. Soliman, M.W., *Solutions Through Learning: Stimulation and Reservoir Aspects of Horizontal Wells*, Halliburton Energy Services, HAL 4165, 1998.

5. Soliman, M.Y., Boonen, P.: "Review of Fractured Horizontal Wells Technology," paper SPE 36289 presented at the 1997 Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Kuala Lumpur, Malaysia, 14-16 April.

6. McDaniel, B.W., Willett, R.M., and Underwood, P.J.: "Limited-Entry Frac Application on Long Intervals of Highly Deviated or Horizontal Wells," paper SPE 56780 presented at the 1999 Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 3-6 October.

7. Fisher, M.K. et al.: "Integrating Fracture Mapping Technologies to Optimize Stimulations in the Barnett Shale," paper SPE 77441 presented at the 2002 Annual SPE Technical Conference, San Antonio, Texas, 29 September-2 October.

8. Wiley, C., Baree, R.D., Eberhard, M.J., and Lantz, T.: "Improved Horizontal Well Stimulations in the Bakken Formation, Williston Basin, Montana," paper SPE 90697 presented at the 2004 Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 26-29 September

9. Garner, J.J., Thompson, J., Mack, D.J., and Devine, C.: "A Case History of Optimizing Casing-Conveyed Perforating and Completion Systems in Tight Gas Reservoirs, Kenai Gas Field, Alaska," paper SPE 90722 presented at the 2004 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 26-29 September.

10. Krawietz, T., Hobbs, G., Rodgeron, J., and Lopez, E.: "External Casing Perforating Pinpoints Hard-to-Reach Pay Treatment," *World Oil* (June 2004) 21-24

11. Surjaatmadja, J.B.: "Subterranean Formation Fracturing Methods," U.S. Patent No. 5765642 (1998).

12. Surjaatmadja, J.B., Grundmann, S.R., McDaniel, B.W., Deeg, W.F.J., Brumley, J.L. and Swor, L.C.: "Hydrajet Fracturing: An Effective Method for Placing Many Fractures in Openhole Horizontal Wells," paper SPE 48856 presented at the 1998 International Conference and Exhibition, Beijing, China, 2-6 November.

13. Eberhard, M.J., Surjaatmadja, J.B., Peterson, E.M., Lockman, R.R. and Grundmann, S.R.: "Precise Fracture Initiation Using Dynamic Fluid Movement Allows Effective Fracture Development in Deviated Wellbores," paper SPE 62889 presented at the 2000 Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1-4 October.

14. Rees, M.J., Surjaatmadja, J.B., McDaniel, B.W., Cheng, A., Rispler, K. and Khallad, A.: "Successful Hydrajet Acid Squeeze and Multifracture Acid Treatments in Horizontal Open Holes Using Dynamic Diversion Process and/or Downhole Mixing," paper SPE 71692 presented at the 2001 Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 1-3 October.

15. McDaniel, B.W. and Willett, R.M.: "Stimulation Techniques for Low-Permeability Reservoirs with Horizontal Completions that Do Not Have Cemented Casing," paper SPE 75688 presented at the 2002 SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 30 April-2 May.

16. Surjaatmadja, J.B., McDaniel, B.W. and Sutherland, R.L.: "Unconventional Multiple Fracture Treatments Using Dynamic Diversion and Downhole Mixing," Paper SPE 77905 presented at the 2002 Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia, 8-10 October

17. East, L., Willett, R., Surjaatmadja, J.B., and McDaniel, B.W.: "Application of New Fracturing Technique Improves Stimulation Success for Openhole Horizontal Completions," paper SPE 86480 presented at the 2004 International Sympo-

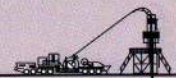
ХАРАКТЕРИСТИКИ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК*, НАИБОЛЕЕ ШИРОКО ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ

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

*Приведены данные по установкам, поставленным в количестве не мене пяти и находящиеся в эксплуатации



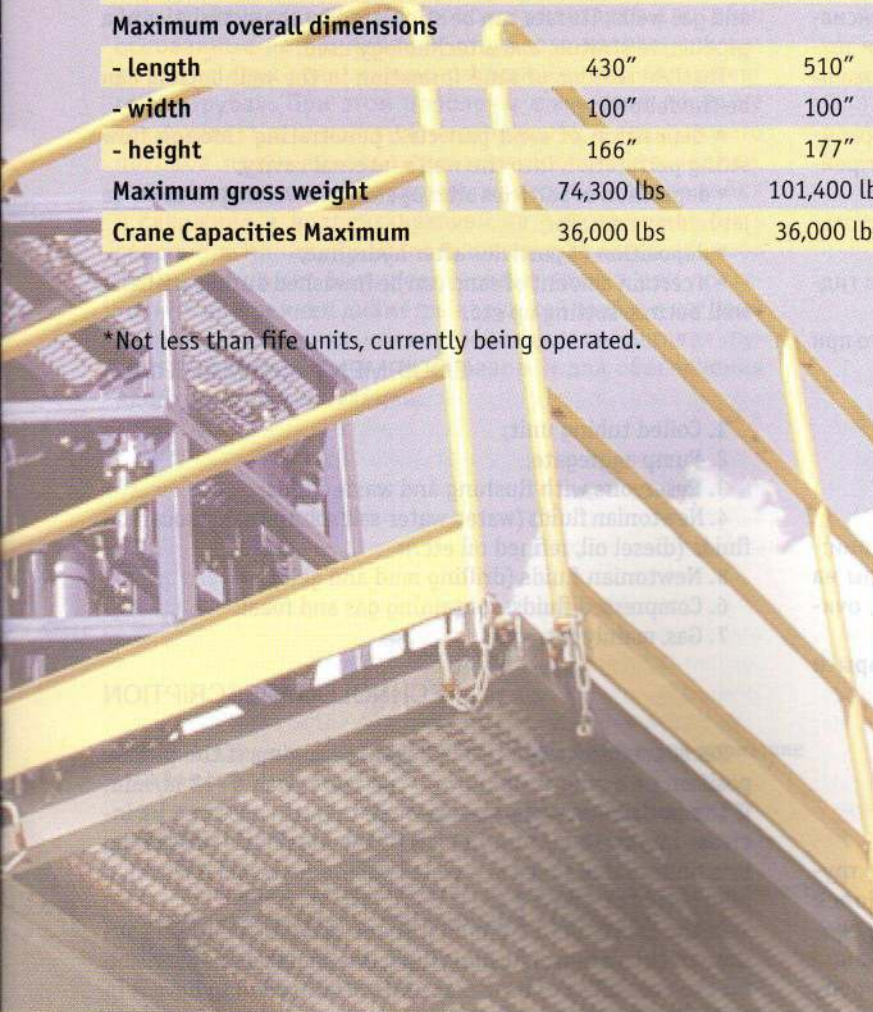
На фото: инжектор с тяговым усилием 24 т
на испытательном стенде
Фото предоставлены СЗАО «ФидМаш»



MANUFACTURER'S SPECIFICATIONS MOST WIDELY SOLD CTUS* IN RUSSIA

Manufacturer	Fidmash NOV	Fidmash NOV	Fidmash NOV	Hydra Rig
Model	M10	M20	MK20T	HR440
Class	Lightweight	Medium Weight	Medium Weight	Medium Weight
Chassis	MAZ 631708 (6x6)	MZKT 652712 (8x8)	MZKT 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6)
Engine	YAMZ-7511	YAMZ-7511	YAMZ-7511	CUMMINS
Engine power	240 HP	400 HP	400 HP	475 HP
Injector Head Pull Capacity	27,000 lbs	54,000 lbs	54,000 lbs	60,000 lbs
Coiled Tubing Speed, feet per minute	2 – 160	2 – 160	2 – 160	4 – 265
Coiled Tubing Size OD	¾" – 1¾"	¾" – 1¾"	¾" – 1¾"	1" – 1¾"
Maximum Wellhead Pressure	10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi
Reel capacity for 1½" OD tube	7,200 ft	12,470 ft	16,400 ft	13,200 ft
Maximum overall dimensions				
- length	430"	510"	590"	510"
- width	100"	100"	100"	105"
- height	166"	177"	177"	177"
Maximum gross weight	74,300 lbs	101,400 lbs	130,000 lbs	88,000 lbs
Crane Capacities Maximum	36,000 lbs	36,000 lbs	60,000 lbs	34,000 lbs

*Not less than five units, currently being operated.



Pictures: injector with 24 ton lifting capacity on the test bench
Photos permitted by CJSC FIDMash

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫЕ И ЧАСТО ПРИМЕНЯЕМЫЕ КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

MOST PREVAILING AND WIDESPREAD COILED TUBING TECHNOLOGIES

ОЧИСТКА ЗАБОЯ СКВАЖИН ОТ ПЕСКА

ПРИМЕНЕНИЕ

Для обеспечения нормальной эксплуатации скважин песок необходимо удалять, т.к. следствием образования пробок является снижение дебита скважин, а иногда и прекращение их эксплуатации.

ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК

Процесс образования песчаных пробок происходит практически во всех нефтяных и газовых скважинах. Его интенсивность обусловлена свойствами продуктивного пласта и технологией эксплуатации. Появление песка на забое скважины может быть обусловлено несколькими факторами:

- оседанием частиц пласта, выносимых через перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне во внутреннюю полость скважины;
- оседанием частиц после проведения операций с использованием гидropескоструйных перфораторов;
- оседанием частиц после проведения операций по гидроразрыву пласта;
- определенное количество песка может быть намыто при создании искусственного забоя и т.д.

ОБОРУДОВАНИЕ И МАТЕРИАЛЫ

1. Колтюбинговая установка;
2. Насосный агрегат;
3. Емкости с промывочной и отработанной жидкостями;
4. Ньютоновские жидкости (вода, соляные растворы на воде, углеводородные жидкости (дизельное топливо, очищенная нефть и т.п.);
5. Неньютоновские жидкости (буровые растворы и гели);
6. Сжимаемые жидкости, содержащие газ и пены;
7. Газ, в основном азот.

ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Рекомендуемая скорость спуска колтюбинговой трубы, если положение пробки неизвестно, – не более 9–12 м/мин. Если положение пробки установлено, скорость может быть увеличена до 18 м/мин. Во избежание прихвата нежелательно оставлять колтюбинговую трубу неподвижной в течение длительного времени.

В процессе спуска трубы необходимо поддерживать непрерывную циркуляцию промывочной жидкости. Следует предусмотреть возможность утечки жидкости в пласт и иметь ее запас. В процессе работы следует непрерывно контролировать расход промывочной жид-

REMOVAL OF SAND FROM WELL BOTTOM

APPLICATION

In order to ensure normal operation of wells it is necessary to remove sand from them, because sand plugs may lead to reduction of well output and even to a complete well failure.

REASONS OF SAND PLUGS FORMATION

Formation of sand plugs can be observed in almost any oil and gas wells. Its rate can be stipulated by characteristics of a productive stratum and a technology used.

Possible reasons of sand formation in the well bottom can be the following:

- deposition of sand particles, penetrating through flow string perforation into the well's internal cavity;
- deposition of particles after operation involving an abrasive jet hydroperforator;
- deposition of particles after hydrofrac;
- a certain amount of sand can be inwashed during artificial well bottom setting up etc.

EQUIPMENT AND MATERIALS

1. Coiled tubing unit;
2. Pump aggregate;
3. Reservoirs with flushing and waste fluids;
4. Newtonian fluids (water, water-salt solutions, hydrocarbon fluids (diesel oil, refined oil etc.);
5. Newtonian fluids (drilling mud and gels);
6. Compressed fluids, containing gas and foam;
7. Gas, mainly nitrogen.

TECHNOLOGY DESCRIPTION

Recommended rate of coiled tubing running, if the precise position of a plug is unknown – no more than 9–12 m/min. If the position of a plug is detected, than the rate can be increased up to 18 m/min. In view of the possibility of sticking it is undesirable to leave a coiled tubing immovable within a long period of time.

In the course of CT running it is necessary to maintain continuous circulation of flushing fluid. One should make provision for the possibility of its leakage into stratum and to have it in stock. In the process of operation it is necessary to carry out control over the rate of flushing fluid from annular space. If the flow becomes lower or totally stops, one should raise the tube and continue to pump the fluid until circulation is restored.

In case of tight plug destruction the plug can take the weight of coiled tubing upon itself and its shifting may stop. Such a



кости из кольцевого пространства. Если расход жидкости уменьшается или прекращается, необходимо приподнять трубу, продолжая закачку жидкости до возобновления циркуляции.

При разрушении плотной пробки может возникнуть ситуация, когда пробка воспримет вес колтюбинговой трубы, и ее перемещение прекратится. Такое положение однозначно отразится на показаниях индикатора веса колонны и манометра, регистрирующего давление, развиваемое насосом: показания первого прибора уменьшатся, а второго увеличатся. Когда определена верхняя граница пробки, трубу следует приподнять на 3–5 м и увеличить подачу промывочной жидкости до расчетной величины.

Промывку проводят до момента выхода на заданную глубину. Для обеспечения удаления всех твердых частиц объем циркуляции должен составлять не менее одного объема скважины. Скорость восходящего потока при работе с колтюбинговой трубой, как и при любой промывке, должна превосходить скорость оседания в ней твердых частиц. Это условие справедливо для вертикальных скважин и наклонных участков в последних с отклонением от вертикали до 45°. Для более пологих и, тем более, горизонтальных участков скважины необходимо обеспечивать достаточную турбулентность потока восходящей жидкости.

Для уменьшения гидростатического давления на пласт при удалении песчаных пробок существуют способы, основанные на применении струйного насоса, спускаемого на двух коаксиально расположенных колтюбинговых трубах. При этом проблемы с выносом песка не возникает, т.к. скорости и нисходящего, и восходящего потоков промывочной жидкости достаточно велики, а гидростатическое давление жидкости, находящейся в скважине и воздействующей на пласт, может быть сведено к минимуму. Использование данного способа промывки может быть реализовано только при достаточном внутреннем диаметре наружной трубы, в которой размещена коаксиальная внутренняя колтюбинговая труба с достаточным кольцевым зазором для обеспечения необходимой циркуляции.

situation will influence on readings of the string weight and manometer, registering pressure, applied by the pump: readings of the former gadget will become lower, of the latter – higher. If the plug's upper margin is detected, than the tube should be raised by 3–5 meters and flushing fluid supply should be increased up to a design value.

Flushing is carried out until a set depth is reached. In order to remove all the solid particles the volume of circulation should make not less than 1 well's volume. The rate of the upward flow when using a coiled tubing, as for any other type of flushing, should exceed the rate of solid particles deposition. This condition is true for vertical wells and slant boreholes, the latter shouldn't have vertical deviation more than 45°. For more flat and particularly horizontal sections it is necessary to provide corresponding turbulence of the upward flowing fluid.

In order to decrease hydrostatic pressure on stratum in the course of sand plugs flushing there are methods, based on application of a jet pump, which is run by 2 coaxially positioned continuous pipes. In this case there is no problem with sand production, for the rate of upward and downward flows of flushing fluid are high enough, and hydrostatic pressure of the fluid in a well, which has an effect on stratum, can be reduced to a minimum. Application of such a flushing method is possible only if internal diameter of external tube is enough, and if the coaxial internal coiled tube has enough annular clearance to provide the needed level of circulation.

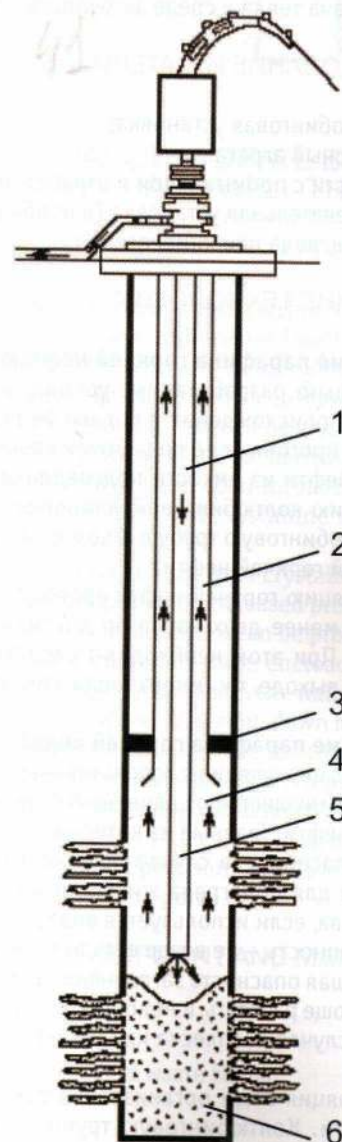


Рис. 1. Схема внутрискважинного оборудования при промывке забоя скважины:

- 1 - Колтюбинговая труба с промывочными насадками;
- 2 - НКТ;
- 3 - Пакер;
- 4 - Жидкость с частицами песка, поднимающаяся на поверхность;
- 5 - Полимерный гель, закачиваемый в скважину;
- 6 - Песок.

Pic.1 Layout of downhole equipment for bottom hole flushing:

- 1 - Coiled tubing with flushing nozzles;
- 2 - Oilwell tubing;
- 3 - Packer;
- 4 - Fluid with sand particles, going up to the ground surface;
- 5 - Polymeric gel, pumped into the well;
- 6 - Sand.

ПРИМЕНЕНИЕ

APPLICATION

Для обеспечения нормальной эксплуатации скважин парафиновые отложения необходимо удалять, т.к. следствием образования парафиновых пробок является снижение дебита скважин, а иногда и прекращение их эксплуатации.

In order to ensure normal operation of wells it is necessary to remove paraffin deposits from them, because their presence may lead to reduction of well output and even to total failure of a well.

ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПАРАФИНОВЫХ ПРОБОК

REASONS OF PARAFFIN PLUGS FORMATION

В процессе эксплуатации скважин фонтанным и газлифтным способами, а также при применении установок ЭПН в определенном интервале глубин происходит отложение парафина, провоцирующее осаждение песка (если он есть), с последующим образованием песчано-парафиновых пробок. Основной причиной этого является охлаждение-добываемой нефти и затвердевание составных ее частей. Затвердевшие частицы налипают на трубные поверхности, образуя пробку, и, в конечном счете, снижают или прерывают поток.

In the course of gas-lift and flowing well operation, as well as in case of electrical submersible pump units application in a definite depth interval paraffin deposition may start, which entails sand deposition (if there is such) with subsequent formation of sand-paraffin plugs. The main reason of that is cooling of produced oil and solidification of its component parts. Solidified particles stick to the tube surfaces and form a plug, which finally leads to reduction or complete blocking of a flow.

На степень парафиноотложения влияют следующие факторы:

The following factors may influence on the degree of paraffin deposition:

- химический состав нефти;
- температура в забое разрабатываемого коллектора;
- уровень добычи;
- интервал пресноводного пласта;
- передача тепла в среде затрубного пространства.

- chemical composition of oil
- temperature in the well bottom of a developed reservoir;
- production rate;
- fresh water bed interval;
- heat transmission in the annular space.

ОБОРУДОВАНИЕ И МАТЕРИАЛЫ

EQUIPMENT AND MATERIALS

1. Колтюбинговая установка;
2. Насосный агрегат;
3. Емкости с промывочной и отработанной жидкостями;
4. Нагревательная установка (в необходимых случаях);
5. Нефть, вода или химреагенты.

1. Coiled tubing unit;
2. Pump aggregate;
3. Reservoirs with flushing and waste fluids;
4. Heating device (if necessary);
5. Oil, water and chemical reagents.

ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ

TECHNOLOGY DESCRIPTION

Удаление парафина горячей нефтью**Removal of paraffin with the help of heated oil.**

Специально разработанные установки нагревают нефть местного происхождения и подают ее под напором в скважину или прогоняют ее по рабочей колонне. Линия подачи горячей нефти из емкости подсоединяется к шарнирному соединению колтюбинговой установки. Прежде чем опустить колтюбинговую трубу в ствол, ее необходимо прогреть прокачкой горячей нефти.

Specially designed units are used for heating of locally produced oil, which is afterwards fed under pressure into the well or run through the working string. The line for feeding of heated oil from the reservoir is connected to a swing joint of a coiled tubing unit. Before running of a continuous pie into the hole it should be heated by means of heated oil circulation.

Циркуляцию горячей нефти проводят ниже зон пресной воды, не менее двух часов по достижении необходимой глубины. При этом необходимо следить за температурой нефти на выходе, т.к. много тепла забирает труба.

Circulation of heated oil is carried out below fresh water zones, no less than 2 hours before reaching the appropriate depth. At that it is necessary to watch the oil temperature at the output, because the pipe consumes substantial part of the heat.

Удаление парафина горячей водой**Removal of paraffin with the help of hot water.**

Процесс циркуляции с использованием горячей воды имеет ряд преимуществ по сравнению с процессом циркуляции горячей нефти. Главные из которых:

Circulation process with use of hot water has some advantages comparing to the circulation of hot oil, some of which are the following:

- безопасность в случае протекания или повреждения змеевика для подогрева жидкости нет опасности пожара или взрыва, если используется вода;

- safety in case of leakage or damage of the coil for water heating, no danger of fire or explosion, if the water is used;
- availability – oil sources are not always available;
- lower danger of environmental pollution – water is easier to handle and its use avoids risk of environmental pollution as in case of spilling or leakage.

- доступность – не везде есть источники нефти;
- меньшая опасность загрязнения окружающей среды – с водой проще работать, и нет риска загрязнения окружающей среды в случае роспуска или утечки.

Water circulation is organized in the same way as oil circulation. Coiled tubing should be heated before it is run into a hole. Water is usually heated up to 93–121°.

Циркуляция воды организована так же, как и циркуляция нефти. Колтюбинговую трубу необходимо прогреть

Neither water no oil has any advantages referring to its capacity for paraffin removal.



прежде, чем опускать в ствол. Воду обычно нагревают до 93–121°C.

Никаких преимуществ по удалению парафина ни вода, ни нефть по отношению друг к другу не имеют.

Удаление парафина химическими реагентами

При использовании химреагентов необходимо организовать своего рода систему промывки парафина химическими веществами – растворителями, что обеспечит постоянное, прямое воздействие на парафин. Химвещества непрерывно закачивают посредством впрыскивающего насоса в затрубное пространство и по эксплуатационной НКТ и таким образом не допускают образования парафиноотложений. В газодобыче для этих целей используется, в частности, подача в скважину метанола.

Результаты проведенной очистки проверяются калибровочным кольцом на канате.

Рис. 2. Схема внутрискважинного оборудования при удалении песчаных и парафиновых пробок:

- 1 - Жидкость с частицами песка, поднимающаяся на поверхность;
- 2 - Полимерный гель, закачиваемый в скважину;
- 3 - Песок.

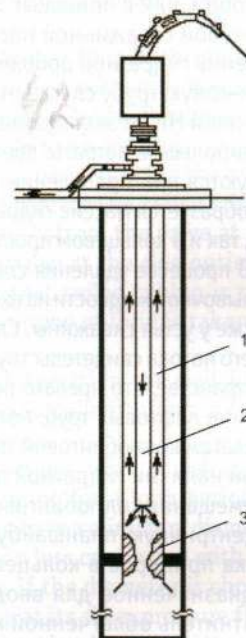
Fig. 2. Layout of downhole equipment for removal of sand and paraffin plugs:

- 1 - Fluid with sand particles, going up to the ground surface;
- 2 - Polymeric gel, pumped into the well;
- 3 - Sand.

Removal of paraffin with the help of chemical reagents

When using chemical reagents one should make a kind of system of paraffin flushing with the help a chemical substances – solvents, which ensures continuous and direct effect on paraffin. Chemical substances are being continuously pumped by means of an injection pump into annular space and by operational oilwell tubing, which helps to avoid formation of paraffin deposits. In gas production feeding of methanol into a well is used for these purposes.

Flushing results are checked by means of a cable setting ring.



УДАЛЕНИЕ ГИДРАТНЫХ ПРОБОК И РАСТЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

ПРИМЕНЕНИЕ

В процессе подъема пластовой жидкости по колонне лифтовых труб гидростатическое давление уменьшается по мере ее перемещения вверх. Если величина этого давления становится ниже давления насыщения, из пластовой жидкости выделяется попутный газ. Часть его растворяется в пластовой воде, неизбежном компоненте пластовой жидкости. При температуре и давлении, соответствующих равновесному состоянию смеси, образуются кристаллогидраты углеводородов и появляется кристаллическое вещество.

Метан, этан, пропан и бутан образуют кристаллогидраты при отрицательной температуре, а при повышенном давлении и положительной температуре их возникновению способствует наличие легких углеводородов и обводненность скважины. Кристаллогидраты осаждаются на стенках колонны лифтовых труб и в затрубном пространстве. Прекращение эксплуатации скважины приводит к интенсивному образованию кристаллогидратов. Этому процессу способствует и понижение температуры пластовой жидкости в полости скважины. Наиболее интенсивно гидраты осаждаются на стенках труб в интервале 100–900 м при любых способах эксплуатации скважин – фонтанном, ЭЦН, ШГН.

ОБОРУДОВАНИЕ И МАТЕРИАЛЫ

1. Колтюбинговая установка;
2. Насосный агрегат;
3. Емкости с промывочной и отработанной жидкостями;
4. Нагревательная установка;
5. Промывочная жидкость.

REMOVAL OF HYDRATE BLOCKS AND WELL THAWING

APPLICATION

As reservoir fluid flows upward by tubing string hydrostatic pressure decreased. If the pressure becomes lower than the saturation pressure, than the reservoir fluid starts emitting associated gas. Partially it is dissolved in reservoir water, which is an unavoidable component part of reservoir fluid. If the temperature and pressure correspond to thermodynamical equilibrium condition of the system, then formation of hydrocarbon crystallohydrate starts and crystalline substance is produced.

Methane, ethane, propane and butane form crystallohydrates at a temperature below zero, and at an increased pressure and a temperature above zero their formation can be promoted by the presence of light hydrocarbons and water encroachment of the well. Crystallohydrates are deposited on the walls of a tubing string and in the annular space. Well shut-down may cause intensive formation of crystallohydrates. The same process can also be promoted by lowering of reservoir fluid temperature in the borehole cavity. Hydrates are deposited most intensively on the tubing walls in the range of 100 – 900 m in all the operational modes – flowing well operation, as well as using an electric submersible pump or a rod pump.

EQUIPMENT AND MATERIALS

1. Coiled tubing unit;
2. Pump aggregate;
3. Reservoirs with flushing and waste fluids;
4. Heating device;
5. Flushing fluid.

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

Для периодического удаления жидкости из скважины целесообразно использовать колтюбинговые установки. Для постоянного удаления – эксплуатировать скважину по спущенной и закрепленной на устье колтюбинговой трубе.

Выбор способа осуществляют с учетом затрат на выполнение периодических ремонтов скважины или оснащения ее колтюбинговой трубой и необходимой головкой для крепления на устье.

Периодическое удаление накопившейся жидкости с помощью установок ПРС следует проводить без остановки скважины. В противном случае придется выполнять операции по вызову притока.

В процессе спуска или подъема колтюбинговой трубы эксплуатация скважины не прекращается и ведется по колонне лифтовых труб. После достижения колтюбинговой трубой уровня жидкости, находящейся на забое скважины, открывают задвижку на выходе колтюбинговой трубы и закрывают задвижку на боковом отводе фонтанной арматуры. Затем на малой скорости продолжают спуск колтюбинговой трубы до тех пор, пока весь объем жидкости не будет вынесен на поверхность.

После выполнения работ эксплуатацию скважины продолжают вести по колонне лифтовых труб, а колтюбинговую трубу извлекают.

При установке сифонной колонны – спуске колтюбинговой трубы и эксплуатации с ее помощью скважины в течение длительного времени – следует использовать колтюбинговую трубу возможно большего диаметра, поскольку при этом уменьшаются потери на трение при течении газа и снижается опасность образования пробок. При правильно выбранном диаметре трубы уровень жидкости должен установиться у ее башмака, а колебания давления в кольцевом пространстве должны отсутствовать. В процессе эксплуатации скважины с помощью сифонной колонны необходимо контролировать давление в кольцевом пространстве между нею и колонной лифтовых труб. Для пуска колонны в эксплуатацию азотом продавливают пробку, расположенную на нижнем конце трубы. Если в скважине присутствует жидкость, препятствующая эксплуатации, ее также удаляют продувкой азотом.

При извлечении из скважины колтюбинговой трубы скважину необходимо заглушить, предварительно промыв кольцевое пространство между колтюбинговой трубой и лифтовой колонной для удаления образовавшихся там отложений парафина или гидратов, которые могут препятствовать ее извлечению.

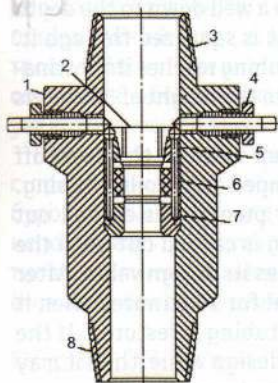


Рис.3 - Конструкция узла подвески сифонной гибкой трубы

- 1 - корпус;
- 2 - клиновидная подвеска колтюбинговой трубы;
- 3, 8 - присоединительные резьбы;
- 4 - узел нажимных болтов для сжатия уплотнительного элемента;
- 5 - направляющая втулка клиньев;
- 6 - уплотнительный элемент;
- 7 - опорная втулка.

Рис. 3. Layout of a suspension unit for a siphon coiled tubing:

- 1 - case;
- 2 - slip hanger;
- 3, 8 - connection thread;
- 4 - pressure bolts unit for packing element compression;
- 5 - guide bushing of slips;
- 6 - packing element;
- 7 - bearing sleeve.

Application of coiled tubing units is considered to be reasonable for periodical removal of fluid from a well.

For continuous removal it is recommended to run a coiled tubing into an operated well, which is fixed at the wellhead operate.

The method is chosen in view of the cost of periodical well servicing or of equipping it with a coiled tubing and necessary tubing head, fixed at the wellhead.

Periodical removal of the accumulated fluid with the help of well servicing units should be carried out while well is in operational condition, without its shut-down. Otherwise an additional operation for inflow activation is needed.

In the process of coiled tubing pulling-and-running the a well functions by means of tubing string. After the coiled tubing reaches the level of fluid in the well bottom the valve at the coiled tubing outlet is opened and valve at the side outlet of the Christmas tree is closed. After that coiled tubing is running at low speed until the whole volume of fluid is taken up to the ground surface.

After finishing of the mentioned operation the well functions by means of a tubing string and coiled tubing is to be withdrawn.

In case of a siphon string application – when a well is operated with the help of a coiled tubing for a long period of time – the coiled tubing used should have a minimum diameter possible, as it helps to reduce friction loss connected with gas flow and danger of plug formation. If the diameter is chosen correctly, the fluid level should stop at its shoe, pressure fluctuations in the annular space should not be observed. If the well is operated by means of a siphon string it is necessary to control pressure in the annular space between the siphon string and the tubing string. In order to bring the string into service the plug in the bottom part of the tubing should be driven out by nitrogen. If there is fluid in a well, which impedes its operation, it is also subject to removal by means of nitrogen purging.

When the coiled tubing is withdrawn from a well, the annular space should be flushed for removal of paraffin and hydrate deposits, which can hinder the process of withdrawal, after that the well should be capped.

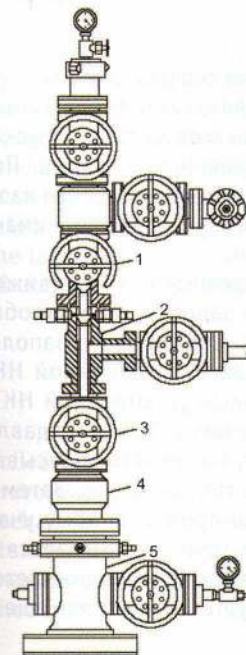


Рис. 4. Схема оборудования устья при подвеске сифонной колонны

- 1, 3 - стволовые задвижки;
- узел подвески колонн:
- 2 - сифонной,
- 4 - лифтовых труб;
- 5 - крестовина.

Рис. 4. Layout of downhole equipment for siphon string suspension.

- 1, 3 – head valve;
- String suspension unit:
- 2 - siphon;
- 4 - tubing;
- 5 - cross-member.

УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНОГО МОСТА

ПРИМЕНЕНИЕ

Установку цементного моста обычно используют в случаях, когда необходимо изолировать перфорированные участки, которые дают приток воды или снижают дебит. Это достигается за счет закачки расчетного объема цемента по рабочей колонне на заданную глубину.

ОБОРУДОВАНИЕ И МАТЕРИАЛЫ

1. Колтюбинговая установка;
2. Цементный насос;
3. Емкость для цементного раствора;
4. Цементный раствор.

ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Установка цементного моста

Предварительно определяется внутренний объем колтюбинговой трубы расчетным путем с использованием геометрических параметров трубы или экспериментально.

При последнем способе подкрашенная вода из тарированного бака закачивается по колтюбинговой трубе, и как только она появляется с другого конца, производится измерение объема.

Подсчитывается протяженность трубы, которую заполнит цемент. Опустив колтюбинговую трубу на заданную глубину, запускают цементную установку. Цемент закачивают по колтюбинговой трубе с последующим вытеснением флюида. Как только будет заполнен расчетный объем колтюбинговой трубы, начинают ее подъём со скоростью, соответствующей производительности насоса. Этим обеспечивается установка цементного моста на месте и исключается опасность цементированной колтюбинговой трубы по периметру. К тому времени, как весь цемент будет прокачан по колтюбинговой трубе, ее конец должен располагаться в верхней части установленного цементного моста. После продавливания цемента колтюбинговую трубу промывают и поднимают, а установку демонтируют. Цементному мосту дают затвердеть до заданного предела прочности при сжатии. Затем пробку испытывают давлением на качество изоляции и на глубину размещения (канатом).

Задавливание цемента

При необходимости ликвидации перфорированного участка колонны производится задавливание цемента в интервал перфорации. Для этого колтюбинговую трубу опускают в скважину на глубину перфорированного участка. По ней закачивается цемент. Как только цемент вытеснен из трубы и оказался на месте, колтюбинговую трубу поднимают на высоту около 30 м над цементом.

Если скважина заполнена флюидом, то задвижку на отводящей линии необходимо закрыть, а в колтюбинговую трубу закачать воду. Если скважина не заполнена, закачку воды производят по эксплуатационной НКТ до момента, когда давление на эксплуатационной НКТ достигнет расчетного. Затем в течение 15 минут давление поддерживают на этом уровне, после чего сбрасывают и возобновляют циркуляцию по гибкой трубе. Затем колтюбинговую трубу опускают по продавленному участку, и цемент, оставшийся внутри трубы, вымывается циркулирующей средой. Если давление не поднимается до расчетного, возможно, потребуется пропустить еще одну порцию цемента.

CEMENT PLUG PLACING

APPLICATION

Cement plug is usually placed in cases when it is necessary to isolate perforated sections, which cause water inflow or reduction of well output. This is achieved by means of squeezing of a design volume of cement down the producing string to a specific depth.

EQUIPMENT AND MATERIALS

1. Coiled tubing unit;
2. Cement pump;
3. Reservoir for cement slurry;
4. Cement slurry.

TECHNOLOGY DESCRIPTION

Cement plug placing

The internal volume of a coiled tubing is measured beforehand either by means of calculation using geometrical dimensions of tubing or experimentally.

If the latter is the case, then tintured water is injected from a calibrated tank through the coiled tubing, and the moment it starts coming out of the opposite end of tubing the volume is measured.

Then the length of the tubing filled with cement is calculated. Coiled tubing is lowered to a specified depth and the cement unit is started. Cement is squeezed through coiled tubing with subsequent fluid expulsion. As soon as the calculated volume of tubing is filled, it is pulled out at a rate, corresponding to the pump capacity. This helps to place a cement plug correctly and to eliminate the danger of coiled tubing cementation along its perimeter. By the time when all the cement is squeezed through the coiled tubing, its end should reach the top of the placed cement plug. After finishing of cement squeezing the coiled tubing is washed and pulled out and the unit is dismantled. The cement plug is allowed to harden to a specified ultimate compressive strength. Afterwards the plug is pressure-tested for the quality of isolation and the depth of location (by a rope).

Cement squeezing

If one needs to abandon perforated section of a string, then it is necessary to squeeze cement into the perforated zone. For that purpose coiled tubing is run into a well down to the depth of a perforated section. Then cement is squeezed through it. As soon as cement driven out of the tubing reaches its destination point, coiled tubing is raised up to the height of 30 meters above the cement.

If the well is filled with fluid, then valve of the draw-off line is to be shut, and water is pumped into coiled tubing. If the well is not filled, then water pumping is carried out through producing tubing. Pumping is carried out until the pressure of operational tubing reaches its design value. After that the pressure is kept at this level for 15 minutes, then it is released and circulation in coiled tubing is restored. If the pressure cannot be adjusted up to a design value, then it may be necessary to squeeze one more portion of cement.

After excessive cement is washed out the coiled tubing is raised above the section or completely pulled out of the hole. Then the well is shut in for 10 – 12 hours. After that the rated pressure is applied to the borehole and maintained at this level for 1 hour. In case of pressure drop the cementing can be repeated until necessary level of tightness is achieved.



После вымывания избыточного цемента гибкую трубу поднимают над участком или полностью вынимают из ствола. Скважину закрывают на 10–12 часов. Затем на скважину подают расчетное давление и поддерживают его в течение часа. Если давление падает, то операцию цементирования повторяют до достижения необходимой герметичности.

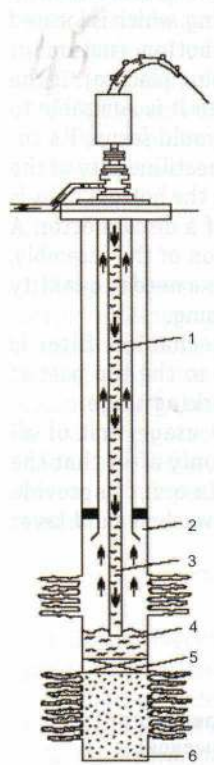


Рис. 5. Схема внутрискважинного оборудования при установке цементного моста

- 1 - вода;
- 2 - жидкость, вытесняемая из скважины;
- цементный раствор:
- 3 - закачиваемый по кольтюбинговой трубе,
- 4 - доставленный в скважину;
- 5 - пробка;
- 6 - пластовая жидкость.

Pic. 5. Layout of downhole equipment for cement plug placing:

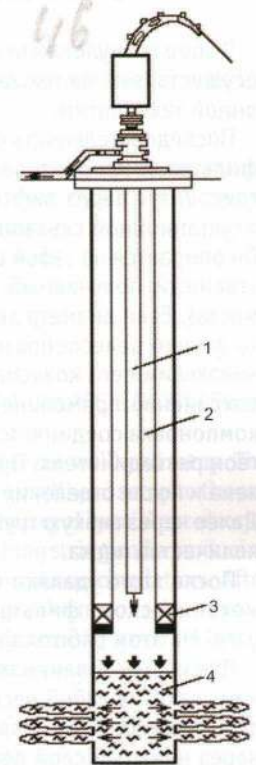
- 1 - water;
- 2 - fluid, expulsion from well;
- цементный раствор:
- 3 - injected through the coiled tubing;
- 4 - delivered to well;
- 5 - plug;
- 6 - formation fluid.

Рис. 6. Схема внутрискважинного оборудования при закачивании цементного раствора в пласт:

- 1 - цемент, закачиваемый в скважину;
- 2 - жидкость, находящаяся в скважине;
- 3 - пакер;
- 4 - цемент, доставленный в скважину и продавливаемый в перфорационные отверстия и призабойную зону пласта.

Pic. 6. Layout of downhole equipment for squeezing of cement into a formation:

- 1 - cement, squeezed into a well;
- 2 - fluid in a well;
- 3 - packer;
- 4 - cement, delivered to a well and squeezed into perforation holes and into the bottom-hole formation zone.



УСТАНОВКА ГРАВИЙНЫХ ФИЛЬТРОВ

ПРИМЕНЕНИЕ

Установка гравийных фильтров производится для предотвращения выноса частиц породы, из которых сложен продуктивный пласт, с помощью либо механических фильтров, либо крепления призабойной зоны специальными составами, обеспечивающими связывание частиц пласта и увеличивающими таким образом его прочность.

Намыв гравийного фильтра целесообразно выполнять с применением кольтюбинговой трубы в тех случаях, когда буровая установка уже демонтирована, дебит скважины мал, использовать агрегаты подземного ремонта стандартного типа экономически нецелесообразно, а пласт характеризуется высоким давлением, и глушение его нежелательно.

ОБОРУДОВАНИЕ И МАТЕРИАЛЫ

1. Кольтюбинговая установка;
 2. Гравийные фильтры с верхней или нижней намывкой.
- В обоих случаях в центральной части располагают механический фильтр. К механическим относятся различного рода сетчатые, спиральные и другие фильтры, спускаемые на кольтюбинговой трубе, а также гравийные фильтры, намываемые с поверхности.

GRAVEL PACKING

APPLICATION

A gravel packing is used to avoid rock particles, which are constituents of a productive formation with the help of either mechanical filters or by means of bottom-hole formation zone fixation with special mixtures, which bind formation particles and thus increase its stress limit.

It is advisable to carry out inwash of a gravel packing using CT in cases when a drilling unit is dismantled, well output is low and it is inexpedient to use aggregates for subsurface repair, and the formation is characterized by high pressure and it is undesirable to use the bullhead method.

EQUIPMENT AND MATERIALS

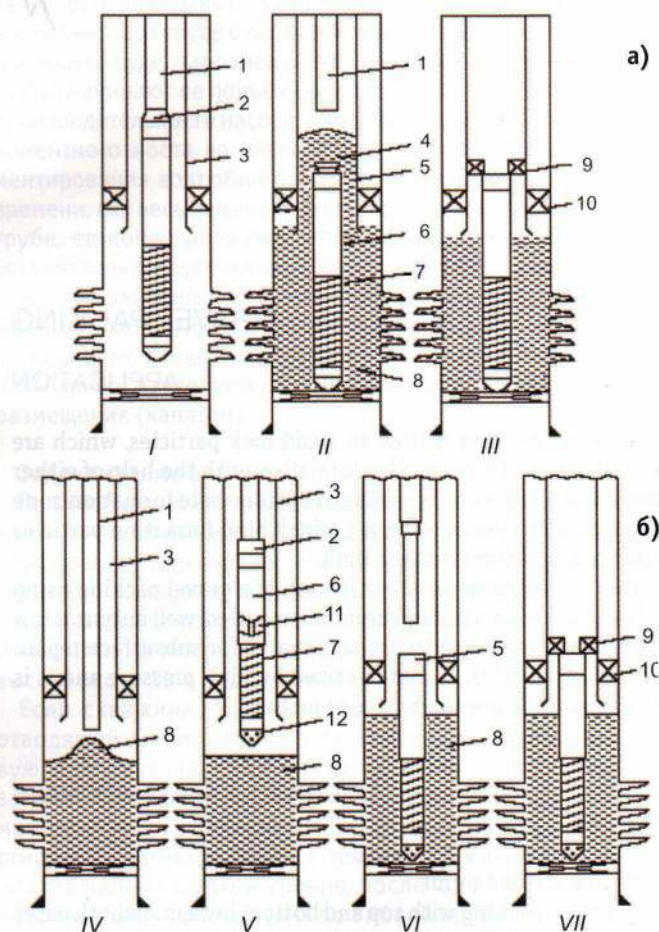
1. Coiled tubing unit
2. Gravel packing with top and bottom inwash. In both cases the mechanical filter is located in the central part. To mechanical filters refer gauze, helical and other filters, which are run into a well by means of coiled tubing, as well as gravel packing, inwashed from the ground surface.

Выбор гранулометрического состава гравийного фильтра осуществляют из тех же соображений, что и при традиционной технологии.

Последовательность операций при создании гравийного фильтра и использовании верхней намывки следующая (рис. 7, а). Через лифтовую колонну, находящуюся в эксплуатационной скважине, спускают механический фильтр. Он опирается на забой скважины (естественный или искусственный, получаемый в результате установки цементного моста). Если диаметр эксплуатационной колонны большой, то фильтр целесообразно снабжать центраторами, обеспечивающими его коаксиальное расположение в скважине и сохранение прямолинейности оси. Оставляемая на забое компоновка соединяется с колтюбинговой трубой посредством разъединителя. Пробка-заглушка может быть установлена и после отделения оставляемой на забое компоновки. Далее через гибкую трубу проводится намыв необходимого количества песка.

После этого удаляют пробку-заглушку и в верхней части механического фильтра устанавливают уплотнительный узел. На этом работы заканчивают.

При использовании технологии нижней намывки сначала намывают на забой песок, а затем устанавливают на место фильтр (рис. 7, б). Для обеспечения прохода последнего через намытый слой песка в его нижней части размещают промывочный башмак.



Choice of a particle-size distribution of a gravel packing is carried out in view of the same considerations, that in traditional technology.

For formation of a gravel packing with top inwash the following sequence of operations is used (pic. 7a). A mechanical filter is dropped down through a tubing string, which is located in a production well. It rests on the well bottom (natural or artificial, formed as a result of a cement plug placing). If the diameter of a production string is big, then it is advisable to equip the filter with centralizers, which would secure its coaxial positioning inside the well and keep rectilinearity of the axis. The assembly, which should be left in the bottom hole, is connected with coiled tubing by means of a disconnecter. A dummy plug can also be set after separation of the assembly, which is left in the bottom hole. Afterwards a needed quantity of sand is inwashed through the coiled tubing.

After that the dummy plug of the mechanical filter is removed and a packing unit is installed to the top part of the mechanical filter. This is the last working stage.

In case of bottom inwash technology usage first of all sand is inwashed onto well bottom, and only after that the filter is installed to its place (pic. 7, b). In order to provide penetration of the latter through the inwashed sand layer a washover shoe is set in its bottom.

Рис. 7. Последовательность создания гравийного фильтра с верхней (а) и нижней (б) намывкой:

а:

I - спуск забойной компоновки на колтюбинговой трубе и ее подвешивание в nipple фонтанной арматуры, II - установка забойной компоновки на забой, III - фиксация фильтра;

б:

I - намывка песка гравийного фильтра на забой и в перфорационные отверстия, II - спуск забойной компоновки на колтюбинговой трубе, III - установка фильтра на забой и его отделение от КГТ, IV - фиксация фильтра;

1 - колтюбинговая труба; 2 - освобождающий инструмент; 3 - колонна лифтовых труб; 4 - пробка; 5 - приемная втулка; 6 - сплошная труба;

7 - металлический фильтр; 8 - песок, намытый в гравийный фильтр; 9 - пакерующий элемент с якорем; 10 - пакер эксплуатационный; 11 - колтюбинговая труба малого диаметра; 12 - промывочная головка

Fig. 7. Sequence of operations for application of a gravel packing with top (a) and bottom (b) inwash

а:

I - running of a bottom-hole assembly and its suspension in the Christmas tree nipple, II - installation of an assembly in the bottom-hole, III - filter fixation;

б:

I - inwash of sand of gravel packing into the bottom hole and perforation holes, II - running of a bottom-hole assembly down the coiled tubing, III - installation of a filter to the bottom-hole and its separation from CT, IV - filter fixation;

1 - coiled tubing; 2 - releasing tool; 3 - tubing string; 4 - plug; 5 - receiver bushing; 6 - continuous pipe; 7 - metal filter; 8 - sand, washed into gravel packing; 9 - packer element with an anchor; 10 - production packer; 11 - coiled tubing of small diameter; 12 - circulation head.



РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ ПО МЕЖТРУБНОМУ ПРОСТРАНСТВУ

ОБОРУДОВАНИЕ И МАТЕРИАЛЫ

1. Колтюбинговая установка;
2. Специальная планшайба со смещенным от оси отверстием увеличенного диаметра по аналогии с отверстием для исследования добывающих скважин, оборудованных ШГН;
3. Емкости с промывочной и отработанной жидкостями;
4. Промывочная жидкость;
5. Растворители;
6. Кислотные составы.

ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Планшайба монтируется на устьевого арматуре. Колтюбинговая труба пропускается через отверстие в смонтированной на устьевого арматуре эксцентричной планшайбе в межтрубное пространство через сальниковый узел. Спуск спецнасадки происходит между эксплуатационной колонной и НКТ до забоя с постоянной циркуляцией. Затем производится промывка забоя и закачка растворителей или кислотных составов в определенные планом работ интервалы перфорации с последующей промывкой продуктов реакции.

ПРЕИМУЩЕСТВА

1. Экологическая безопасность, возможность проведения работ без глушения скважин;
2. Кратное уменьшение стоимости ремонта по сравнению с традиционным методом;
3. Избирательная доставка химреагента на забой скважины, исключение контакта агрессивных сред (кислоты, растворителя) с подземным оборудованием;
4. Исключение спуско-подъемных операций глубиннонасосного оборудования;
5. Снижение продолжительности работ в 3-4 раза по сравнению с традиционными методами.

ИЗОЛЯЦИЯ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ В СКВАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СТВОЛАМИ

ПРИМЕНЕНИЕ

Эффективность эксплуатации боковых стволов, особенно с большими горизонтальными участками, часто снижается по причине обводненности продукции. Работы по изоляции водоперетоков в скважинах с боковыми стволами осложняются из-за большой длины перфорированных труб (фильтра), находящихся в горизонтальной части хвостовика. Это вызывает определенные трудности при проведении ремонтно-изоляционных работ с использованием традиционных технологий и материалов.

Из факторов, в той или иной мере влияющих на работу скважин, в которых было произведено забуривание боковых стволов с горизонтальными участками, выделяют следующие:

- геологические (литологическая неоднородность залежей; низкое сопротивление пластов гидроразрыву; наличие в интервале цементирования высокопроницаемых водоносных горизонтов; значительные градиенты давления между вскрытыми пластами);
- технические (образование канала между цементным камнем и обсадными трубами за счет их деформации при снятии избыточного внутреннего давления; негерметичность заколонных пакеров; негерметичность эксплуатационной колонны);

REPAIR WORKS IN ANNULAR SPACE

EQUIPMENT AND MATERIALS

1. Coiled tubing unit
2. Special chuck with off-centered holes of an increased diameter on the analogy of holes for surveying of producing wells, equipped with a sucker rod pump;
3. Tanks with flushing and waste fluids;
4. Flushing fluid;
5. Solvents;
6. Acid solutions.

TECHNOLOGY DESCRIPTION

An off-centered chuck is installed onto the wellhead setup. The coiled tubing is put through a hole in this wellhead setup to the annular space through a sealing unit. Running of special accessories is carried out in the space between a tubing string and a producing string down to the wellhead with continuous circulation. After that wellhead flushing and injection of solvents or solvent solutions is carried out in the perforation intervals, specified by the working plan, with subsequent flushing of reaction products.

ADVANTAGES

1. Ecological safety, possibility of working without killing a well;
2. Multiple reduction of repair cost comparing to the conventional method;
3. Selective delivery of chemical agents to the wellhead, impossibility of contact of aggressive media (acid, solvents) with subsurface equipment;
4. Avoidance of pulling-and-running operations for the downhole pumping equipment;
5. 3- to 4-fold reduction of time, needed for work, comparing to conventional methods.

ISOLATION OF BEHIND-THE-CASING FLOWS IN WELLS WITH HORIZONTAL WELLBORES

APPLICATION

Efficiency of sidetracks usage, especially those having big horizontal sections, is often reduced because of well stream watering. Isolation of water flows is complicated by a big length of perforated tubing (filter), located in the lower part of the liner. This causes some difficulties when carrying out remedial cementing using conventional technologies and materials.

We can outline the following factors, influencing to this or that extent on operation of wells, having sidetracks with horizontal sections:

- geological (lithologic heterogeneity of an accumulation; low resistance of formations to hydrofrac; presence of highly penetratable water-bearing stratum in the cementing interval; substantial pressure gradients between penetrated stratum);
- technical (formation of a channel between cement stone and well casing because of their deformation in the process of excessive internal pressure relief; leak of the casing packer; leak of the producing string);
- technological (cement slurry quality; off-centered position of the well casing; incomplete driving-out of drilling mud by cement slurry and their mixing; incomplete removal of drilling cuttings from the well hole);

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

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

- механические (трещинообразование в цементном камне).

Однако главной причиной, приводящей к возникновению водоперетоков, является геологическое строение интервала забуривания бокового ствола и особенность конструкции скважин с боковыми стволами.

Когда интервал перетока не сообщается с перфорированным участком эксплуатационной колонны, проведение изоляционных работ требует установки отсекающего моста или взрывного пакера с последующей перфорацией. Эти работы, как правило, существенно увеличивают продолжительность ремонта и оказывают негативное воздействие на интервал продуктивного пласта. Кроме того, установка песчаных или цементных мостов в скважинах с геологическими осложнениями всегда проблематична.

ОБОРУДОВАНИЕ И МАТЕРИАЛЫ

1. Колтюбинговая установка;
2. Насосно-компрессорный агрегат;
3. Насосный агрегат;
4. Автоцистерна;
5. Цементная установка;
6. Осреднительная емкость;
7. Емкость долива с запасом продажной жидкости;
8. ППУ (при проведении работ в зимнее время);
9. Изолирующая жидкость;
10. Блокирующая жидкость;
11. Тампонирующая смесь;
12. Цементный раствор.

- physical-chemical (incompatibility of the drilling mud and the cement slurry used; presence of excessive water in the cement slurry; break out of formation fluids through the permeable zone in the course of waiting on cement (WOC); sedimentary processes in the cement slurry);
- mechanical (cement stone cracking).

However the main cause of water flow formation is the geological structure of sidetracking interval and specific features of structure of wells with sidetracks.

If the interval of a water flow does not communicate with perforated sections of a producing string, then in order to carry out isolation works one should set a bridging plug of anexplosive packer with subsequent perforation. These works usually increase substantially the duration of repair works and affect adversely the interval of a productive formation. Besides it is always problematic to place sand or cement bridging plugs in wells with bad geological conditions.

EQUIPMENT AND MATERIALS

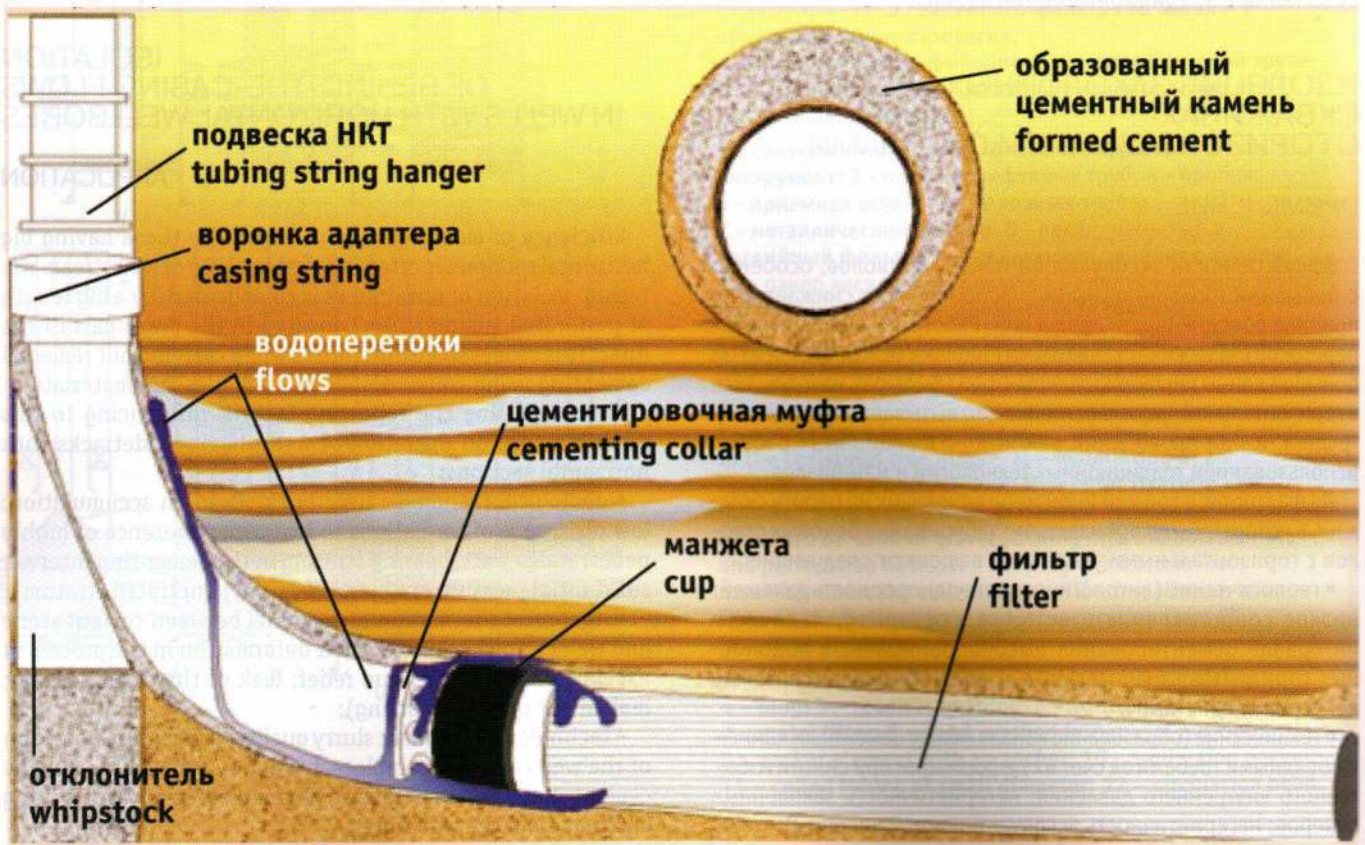
1. Coiled tubing unit;
2. Pump-and-compressor aggregate;
3. Pumping unit;
4. Truck tanker;
5. Cementing unit;
6. Cement surge tank with a reserve of displacement fluid;
7. Steam truck (for the winter season);
8. Isolating fluid;
9. Blocking fluid;
10. Bridging mixture;
11. Cement slurry;

TECHNOLOGY DESCRIPTION

Isolation of behind-the-casing flows is carried out through the perforated section of a producing string in order to avoid

Рис. 8. Схема обводнения бокового ствола
Pic. 8. Layout of sidetrack irrigation

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT



ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Для исключения влияния отрицательных факторов изоляцию заколонных перетоков производят через перфорированную часть эксплуатационной колонны. При этом продуктивный пласт «отключают» блокирующей жидкостью.

Проведение работ в скважинах с горизонтальными стволами включает:

- определение рецептуры и параметров применяемых изолирующей и блокирующей жидкостей;
- приготовление и закачку с использованием колтюбинговой трубы в перфорированную часть горизонтального ствола блокирующей жидкости;
- приготовление и закачку с использованием колтюбинговой трубы в зону водоперетока раствора ПАВ и тампонирующей смеси;
- ожидание реакции или затвердения цемента;
- разбуривание цементного стакана;
- работы по очистке ствола скважины от остатков блокирующей жидкости;
- освоение скважины;
- комплекс геофизических исследований с колтюбинговой трубой для оценки качества проведенных работ.

УДАЛЕНИЕ ГЛИНИСТО-ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ (АНПД)

ПРИМЕНЕНИЕ

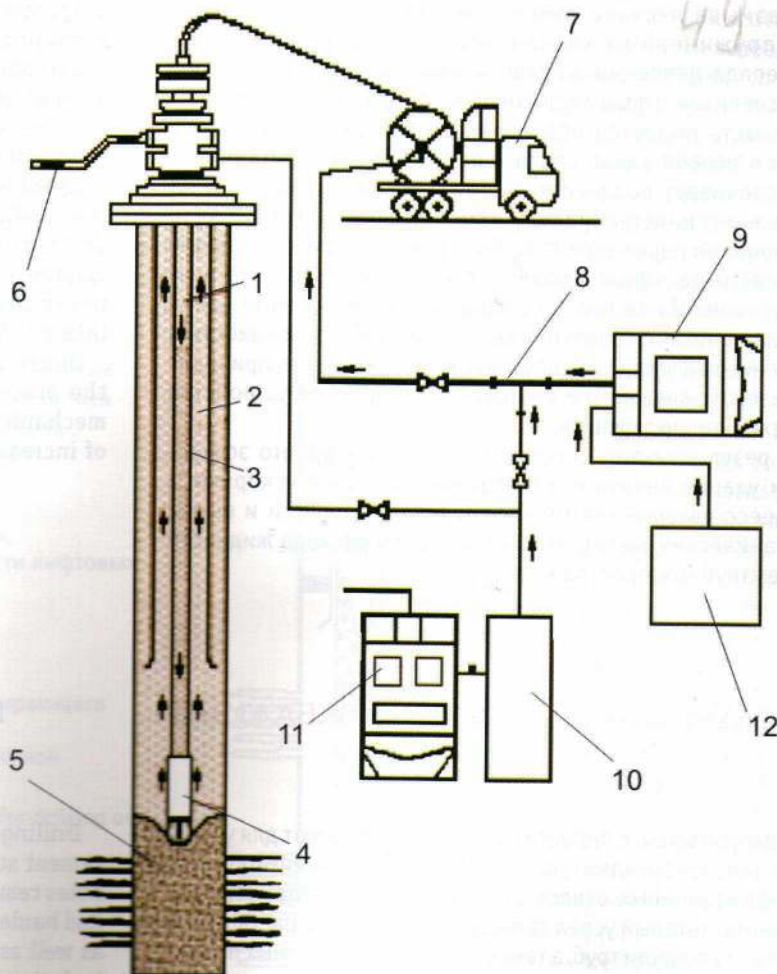
Для обеспечения нормальной эксплуатации скважин глинисто-песчаные пробки необходимо удалять, т.к. следствием образования пробок является снижение дебита скважин, а иногда и прекращение их эксплуатации.

Рис. 9. Схема обвязки устья скважины при промывке песчано-глинистых пробок:

- 1 - газ;
- 2 - пена;
- 3 - газ + ПОЖ;
- 4 - гидроударное устройство;
- 5 - песчано-глинистая пробка;
- 6 - факельная линия;
- 7 - колтюбинговая установка;
- 8 - тройник;
- 9 - насосный агрегат;
- 10 - сепаратор;
- 11 - бустерная установка;
- 12 - емкость для ПОЖ.

Pic. 9. Layout of wellhead connections for argillo-arenaceous plugs flushing:

- 1 - gas;
- 2 - foam;
- 3 - gas + foam-forming liquid;
- 4 - hydraulic hammer;
- 5 - argillo-arenaceous plug;
- 6 - flare line;
- 7 - coiled tubing unit;
- 8 - T-bend;
- 9 - pumping aggregate;
- 10 - separator;
- 11 - booster unit;
- 12 - reservoir for foam-forming liquid.



the influence of adverse factors. Meanwhile the productive formation is "shut off" by means of blocking fluid.

Works in wells with horizontal wellbores include the flowing:

- determination of formulation and specification of isolating and blocking fluids used;
- preparation and injection of blocking fluid into the perforated section of a horizontal well bore by means of a coiled tubing;
- preparation and injection of drilling mud surfactant and bridging mixture into water flow zones by means of a coiled tubing;
- waiting on cement or reaction;
- drilling out of a cement column;
- removal of remains of blocking fluid from the wellbore;
- well completion;
- complex of geophysical investigations using a coiled tubing for estimation of the quality of the work done.

REMOVAL OF ARGILLO-ARENACEOUS PLUG IN CONDITIONS OF ABNORMAL FORMATION PRESSURE

APPLICATION

Argillo-arenaceous plugs have to be removed to ensure normal well operation, because one of the results of their formation is reduction of well's output, and sometimes complete abandonment of a well.

1. Колтюбинговая установка;
2. Насосный агрегат;
3. Сепаратор;
4. Бустерная установка;
5. Емкость для ПОЖ.

ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Наибольшие трудности при проведении операций по удалению, особенно глинисто-песчаных, пробок при помощи колтюбинговых установок возникают на месторождениях, выходящих на заключительный этап эксплуатации:

- аномально низкие пластовые давления (до 0,1–0,3) влекут за собой поглощение промывочной жидкости;
- из-за высокой плотности песчано-глинистой пробки гидромониторного воздействия струи недостаточно для ее размыва.

Газ из соседней скважины или шлейфа поступает (см. рис. 9) на дегазатор (сепаратор) и бустерную установку (для набора необходимого давления) и подается в скважину для запуска устройства. Далее насосным агрегатом из емкости ПОЖ через тройник подается расчетный объем «газ+ПОЖ» в колтюбинговую трубу при совместной подаче газа бустерной установкой.

В процессе прокачки рабочая жидкость, проходя через гидроударное устройство, создает перепад давления на насадках внешнего ударника, и при перепаде $\Delta P = 1-1,5$ МПа на устройстве возникает первый удар внешней коронкой ударника с сохранением подачи рабочей жидкости на насадках внешнего ударника. Это позволяет использовать гидромониторный эффект для улучшения разрушения и размыва песчано-глинистой пробки. Одновременно подпружиненный клапан под действием расчетного перепада давления жидкости начинает двигаться вниз, обеспечивая отрыв седла от центриатора, вследствие чего жидкость подается под перепадом давления $\Delta P = 2-2,5$ МПа в осевой канал седла с повышенным расходом, что обеспечивает воздействие струей рабочей жидкости на песчано-глинистую пробку в импульсном режиме. Седло с коронкой перемещается с большой скоростью в сторону глинисто-песчаной пробки. Происходит удар с ее разрушением. Из-за выброса жидкости через осевой канал седла происходит резкое увеличение расхода жидкости и падение давления в гидроударном устройстве, что приводит к возврату внешнего и внутреннего ударников устройства в исходное положение.

В результате под действием гидромониторного эффекта и ударов внешней и внутренней коронок ускоряются процесс разрушения глинисто-песчаной пробки и вынос механических частиц из-за увеличения расхода жидкости в межтрубном пространстве.

РАЗБУРИВАНИЕ В ПОЛОСТИ СКВАЖИНЫ

ПРИМЕНЕНИЕ

Разбуривание в полости скважины применяют для удаления цементного камня, оставшегося после цементирования перфорационных отверстий, цементных мостов, остатков цемента, который успел затвердеть до того, как раствор был вымыт из полости труб, а также для удаления плотных пробок из песка, парафина и кристаллогидратов.

1. Coiled tubing unit;
2. Pumping aggregate;
3. Separator;
4. Booster unit;
5. Reservoir for foam-forming liquid.

TECHNOLOGY DESCRIPTION

The major problem associated with plugs removal by means of coiled tubing units arise at those oil fields, which approach their final productive stage, and that is particularly true for argillo-arenaceous plugs.

- abnormal formation pressure (0,1–0,3) entail absorption of the flushing fluid;
- water jet impact is insufficient for washing out of an argillo-arenaceous plug, because of its high density;

Gas from the nearest well or connecting pipeline is delivered (see pic. 9) to a degasser (separator) and a booster unit (to accumulate an appropriate pressure) and is fed to a well for triggering of the device. After that a rated amount of "gas + foam-forming liquid" is pumped from the foam-forming liquid reservoir through the T-bend to the coiled tubing, gas is fed by the booster unit simultaneously with that.

Circulating working fluid coming through the hydraulic hammer causes a pressure drop at the nozzle of the external hammer and at the drop of $\Delta P = 1-1.5$ MPa the first impact is produced by the external crown bit with continuous feeding of the working fluid to the nozzles of the external hammer. This helps to use the effect of jetting for improvement of destruction and washing out of an argillo-arenaceous plug. Simultaneously a spring-loaded valve starts moving down under the influence of a rated pressure drop, which brings about separation of the seat from the centralizer, as a result of which the fluid is fed under the pressure drop of $\Delta P = 2-2.5$ MPa to the seat's axial channel, and working fluid affects the sand plug in an impulse mode. The seat coupled with the bit are moving at a high speed towards the argillo-arenaceous plug. After that it hits the plug and destroys it. Blowout of the fluid through the seat axial channel causes abrupt fluid flow increase and pressure drop in the hydraulic hammer, as a result of which external and internal hammers return to their initial position.

Under the action of jetting and external and internal bits the processes of argillo-arenaceous plug destruction and mechanical particles withdrawal are accelerated because of increase of fluid flow in the annular space.

DRILLING OUT IN BOREHOLE CAVITY

APPLICATION

Drilling out in the borehole cavity is used for removal of cement stone, which remains there as a result of perforation holes cementing, cement plugs and remains of cement, which had hardened before the mud was washed out from the tubing, as well as for removal of tight sand, paraffin and crystalline hydrate plugs.

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT



1. Колтюбинговая установка;
2. Устьевое оборудование (должно включать шлюз, обеспечивающий спуск компоновки в скважину, которая находится под давлением);
3. Насосная установка;
4. Емкость с промывочной жидкостью;
5. Компоновка оборудования на забое может состоять из следующих элементов (сверху вниз): соединительного устройства, обратного клапана, гидравлического разъединителя, циркуляционного переводника, забойного двигателя, породоразрушающего инструмента;
6. Техническая или морская вода с небольшими добавками полимеров, например, биозана.

При необходимости проведения бурения в эксплуатационной колонне в качестве породоразрушающего инструмента применяют расширитель, ниже которого устанавливают долото малого диаметра («пилотная фреза»).

ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Спуск инструмента в скважину проводят на максимальной скорости, а подача промывочной жидкости должна быть такой, чтобы не вызвать раскрытие инструмента. Инструмент опускают в ту зону скважины, где гарантировано отсутствие пробки, цементного камня на стенках труб и других наростов. Именно в этой зоне должен раскрываться инструмент, в противном случае режущие элементы могут не занять своего рабочего положения. Затем увеличивают подачу промывочной жидкости до значения, при котором происходит раскрытие инструмента. В том случае, если породоразрушающий инструмент не нуждается в переводе его в рабочее положение, описанная операция не выполняется. После этого при номинальной для конкретного применяемого забойного двигателя подаче промывочной жидкости начинают разбуривание.

Наиболее оптимальным режимом работы является непрерывный, т.е. при отсутствии резких падений числа оборотов породоразрушающего инструмента и скачков давления на выкиде промывочных насосов.

Для повышения эффективности очистки ствола скважины целесообразно после проходки каждых 15 - 30 м пробки прекращать процесс ее разрушения, приподнимать инструмент и проводить интенсивную промывку. Закачка загущенной полимером жидкости может проводиться только в процессе интенсивной промывки скважины.

Рис. 10. Схема внутрискважинного оборудования, применяемого при разбуривании пробок в полости лифтовых труб:

- 1 - колтюбинговая труба;
- 2 - стабилизатор (центратор);
- 3 - забойный двигатель;
- 4 - породоразрушающий инструмент (долото истирающего типа);
- 5 - разрушаемая пробка (остатки цемента или плотная песчаная пробка).

Pic. 10. Layout of the down-hole equipment, used for drilling out of plugs in the oil well tubing cavity:

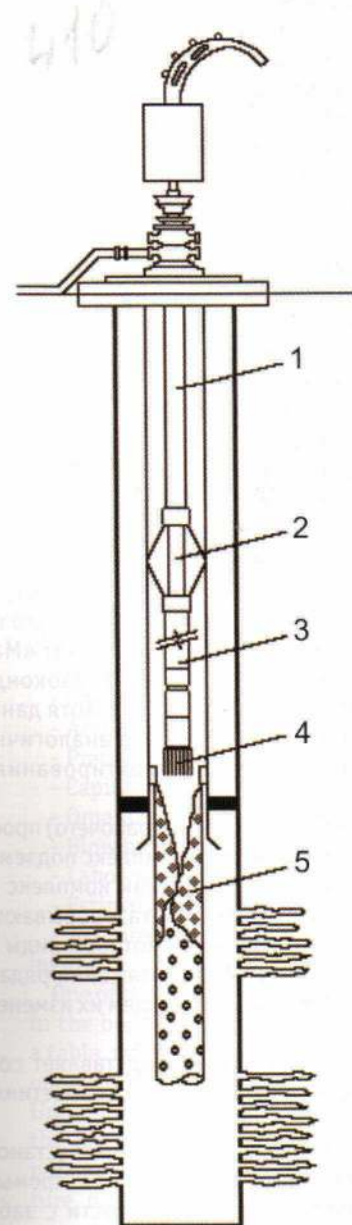
- 1 - Coiled tubing unit;
- 2 - Stabilizer (centralizer);
- 3 - Downhole motor;
- 4 - Rock cutting tool (abrasive bit);
- 5 - Plug to be removed (remains of cement or a tight sand plug).

1. Coiled tubing unit;
2. Wellhead assembly (including gateway for running of the assembly into a well under pressure);
3. Pumping unit;
4. Tank with flushing fluid;
5. Bottomhole assembly can include the following components (from top downward): connecting device, back pressure valve, hydraulic disconnecter, circulating sub, downhole motor, rock cutting tool;
6. Technical or sea water with small amounts of polymers, e.G. Biozan).

In case drilling out in producing string is needed, then a reamer is used as a rock cutting tool with a small-diameter bit installed downstream ("pilot mill").

TECHNOLOGY DESCRIPTION

Running of a tool into a well is carried out at a maximum rate, flushing fluid should be fed so as not to cause opening of the tool. The tool is run into the well's section, which is for sure free from plugs, cement stone and other depositions on the tubing walls. The tool should be opened exactly in this zone, otherwise cutting elements may not take their working position. After that flow of flushing fluid should be increased up to the value, at which the tool is opened. If the rock cutting tool doesn't need to be switched to the working position the mentioned operation is not needed. After that drilling out is started at a nominal flushing fluid flow rate for a specific type of downhole motor.



The most suitable working mode is continuous, i.e. without steep drops of rock cutting tool's rotary speed and pressure surges at washing pump discharge.

In order to increase efficiency of the well flushing process it is necessary to stop cutting every 15 - 30 meters of penetration, to raise the tool a little and to carry out intensive flushing. Pumping of the polymer-thickened is possible only in the process of intensive well flushing.

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

Кустышев А.В.,
Кряквин Д.А.,
Баранов А.А.,
Иванов Д.А.
(ООО «ТюменНИИгипрогаз»,
ООО «Баштрансгаз»)

Kustyshev A.V.,
Krjakvin D.A.,
Baranov A.A.,
Ivanov D.A.
(TumenNIIGiprogas LTD,
Bashtransgas LTD)

DEVELOPMENT OF A TECHNICAL PROJECT OF WELL WORKOVER WITH THE HELP OF COILED TUBING UNITS

В настоящее время при проведении капитального ремонта скважин все большую долю занимают ремонты с помощью колтюбинговых установок [1]. Ремонты проводятся по типовым геолого-техническим планам, к которым прикладываются калькуляции затрат на планируемые объемы работ. Нередко при сдаче работ заказчику возникают разночтения о необходимости и целесообразности проведения той или иной операции, осуществленной исполнителем в процессе ремонта скважины, и величине затрат на ее проведение.

Для устранения возможных недоразумений, вызванных разным видением процесса ремонта скважин и разного подхода к проведению капитального ремонта скважин (КРС) и оценке его стоимости, руководством ООО «Баштрансгаз» было решено разработать типовой технический (рабочий) проект капитального ремонта скважин с применением колтюбинговой установки.

Задача разработчика проекта, в качестве которого было выбрано ООО «ТюменНИИгипрогаз», осложнялась отсутствием регламентирующего документа на этот вид работ. Имеющиеся строительные нормы и правила регламентировали процесс проектирования строительства объектов и сооружений, к которым можно при необходимости отнести и скважины, но ни как процесс их ремонта. Помимо этого в ОАО «Баштрансгаз» отсутствовал какой-либо нормативный документ, регламентирующий технические правила ведения работ с помощью колтюбинговой техники и технологии этих ремонтов.

Поэтому на первом этапе проектирования были разработаны технические правила ведения ремонтных работ на скважинах ООО «Баштрансгаз», регламентирующие технологии ремонта скважин с помощью колтюбинговых установок, а на втором – приступили к разработке самого технического проекта. За основу при разработке проекта был принят «Макет рабочего проекта на строительство скважин на газоконденсатных месторождениях Западной Сибири» [2]. Хотя данный макет не отвечает специфике КРС, но другого аналогичного документа в отечественной практике проектирования не существует.

Объектом внедрения первого технического (рабочего) проекта КРС был выбран Канчуринско-Мусинский комплекс подземных хранилищ газа (ПХГ). Канчуринско-Мусинский комплекс ПХГ является наиболее стабильно работающим газодобывающим объектом в системе ООО «Баштрансгаз», на котором виды КРС с помощью колтюбинговых установок на протяжении ряда лет оставались постоянными, и в ближайшем будущем их изменение не предвидится.

Канчуринско-Мусинский комплекс ПХГ представляет собой два ПХГ с одним продуктивным пластом, каждое с совместимыми пластовыми условиями.

Основными видами КРС с помощью колтюбинговых установок на Канчуринско-Мусинском комплексе ПХГ являются: промывки песчаных и гидратных пробок, удаление жидкости с забоев

Nowadays coiled tubing units are more and more often used for well workover works [1]. Repairs are fulfilled according to typical geological-technical plans, supplemented with accounting expenditures for a planned amount of works. Quite often in the course of customer acceptance different interpretations may arise concerning necessity and expediency of this or that operation, fulfilled by the well repair executor and its cost.

In order to avoid all the possible misunderstandings caused by different ideas referring the technical process and different approaches to well workover (WW) and to estimation of its cost, the Bashtransgas LTD management took the decision to develop a typical technical project (detail design) of well workover with application of coiled tubing units.

The task of this project's developer, which was assigned to TumenNIIGiprogas LTD, became complicated by the absence of the regulating document for this particular kind of activity. Available building norms and rules regulated the process of designing of objects and constructions to which one may, if necessary, ascribe wells but in no way the process of their repair. Besides Bashtransgas LTD had no normative documents regulating technical rules of coiled tubing equipment operation and technology of repairs, which can be carried out with the help of it.

Therefore at the first design stage technical rules of repair work fulfillment in the wells of Bashtransgas LTD were developed, which regulated technologies of well repair works, fulfilled by means of coiled tubing units, and at the second stage development of the detail design itself was started. As a basis for development of the project the "Model of the detail design of wells construction in gas-condensate fields of the Western Siberia" was accepted [2]. Though the given model does not suit the specificity of WW in full, but there are no other similar documents in the domestic practice of designing and project planning.

Kanchurinsko-Musinsky Complex of Underground Gas Storages was chosen as the object of implementation of the first technical project (detail design) of WW. Kanchurinsko-Musinsky Complex Of Underground Gas Storages is the most stably working gas producing unit in the system of Bashtransgas LTD, where types of WW, carried out by means of coiled tubing units haven't changed within the last years and their alteration is not expected in the near future.

Kanchurinsko-Musinsky Complex Of Underground Gas Storages consists of two underground gas storages at one pay zone, both having compatible formation conditions.

Basic types of well workover, fulfilled by means of coiled tubing units at Kanchurinsko-Musinsky Complex Of Underground Gas Storages are the following: sand and hydrate



скважин, интенсификации притока обработкой призабойной зоны пластов и освоение скважин.

Особенностью ремонтов скважин с помощью колтюбинговых установок, как известно, является то, что ремонтные работы проводятся без глушения скважины. В результате исключения операций по глушению скважин из цикла ремонтных работ не происходит ухудшения фильтрационных характеристик пласта, которое наблюдается при работе с помощью подъемных агрегатов.

Кроме этого сокращается продолжительность ремонтных работ за счет уменьшения времени на монтаж установки и противовыбросового оборудования и отсутствия работ по глушению скважин. За счет этого сокращается и время нахождения скважины в бездействии. Например, продолжительность работ по монтажу оборудования при использовании колтюбинговой установки на Канчуринско-Мусинском комплексе ПХГ в три раза меньше продолжительности работ по монтажу оборудования и глушению скважины при использовании подъемного агрегата.

Также сокращается время на проведение технологических операций, например, по промывке песчаных пробок, за счет сокращения времени на спуско-подъемные операции.

Недостатком использования колтюбинговых установок в настоящее время является то, что не все виды ремонтных работ можно проводить с их помощью. Основная причина – отсутствие необходимого инструмента и оборудования, спускаемого на гибкой трубе, апробированных технологий ремонта скважин. Маленький диаметр колонны гибких труб не позволяет закачивать в нее все технологические жидкости, используемые при ремонтах скважин. Кроме этого в настоящее время проводятся только прямые промывки скважины, отсутствуют технологии обратной промывки скважины через гибкую трубу.

Из всего вышеперечисленного следует, что для дальнейшего продвижения колтюбинговых технологий в практику ремонтных работ необходимо разрабатывать и внедрять в производство новое оборудование, инструмент и технологии работ с помощью колтюбинговых установок.

Основываясь на опыте ремонтных работ с помощью колтюбинговых установок, учитывая их сегодняшние возможности и перспективное развитие, был разработан «Типовой проект капитального ремонта скважин Канчуринско-Мусинского комплекса ПХГ с использованием колтюбинговой установки». Технический (рабочий) проект состоял из двух частей: технической части и сметных расчетов.

В техническую часть проекта вошли следующие разделы:

- общие сведения о районе работ;
- геологическая характеристика разреза;
- фактическая конструкция скважин и обвязка их устьев;
- подготовительные и строительно-монтажные работы;
- капитальный ремонт скважин;
- организация капитального ремонта скважин;
- противодонная и газовая безопасность;
- охрана труда;
- оценка степени риска;
- мероприятия по охране окружающей природной среды.

Особенностью структурного построения технической части является то, что в начале раздела «Капитальный ремонт скважин» приводится таблица с последовательностью и продолжительностью проведения технологических операций при проведении капитального ремонта скважин, типового для данного комплекса ПХГ, и лишь затем даются последующие таблицы, уточняющие технологические параметры проводимых работ. Необходимость такого построения, в отличие от проекта на строительство скважин, заключается в том, что капитальный ремонт скважин специфичен, зависит напрямую не только от геолого-физических характеристик продуктивного пласта, но

blocks flushing, removal of liquid from well bottoms, well stimulation by means of bottom-hole treatment of strata and development of wells.

The main well-known feature of well repair works, fulfilled by means of coiled tubing units is that repair works do not include capping a well. As a result of exception of well capping operations from the cycle of repair work there is no deterioration of the bed filtration quality, which is observed when using hoist units.

Besides duration of repair work is shortened due to reduction of time used for installation of the unit and blowout prevention equipment and absence of well capping operations. In this way well inactivity period can be shortened as well. For example, duration of equipment installation with the help of a coiled tubing unit at Kanchurinsko-Musinsky Complex of Underground Gas Storages was three times shorter than the duration of installation of equipment and well capping, carried out with the help of a hoist unit.

Also time needed for technological operations is reduced, such as, for example, sand blocks flushing, due to reduction of time for pulling-and-running operations.

Among lacks of coiled tubing units we can currently consider the limited range of repair works, which can be fulfilled with their help. The principal cause is the absence of necessary continuous-pipe-run tools and equipment, technologies approved by well repair works field experience. The small continuous pipes' string diameter does not allow to inject into it all the technological fluids used for well repair. Besides nowadays only direct flushing can be used, there are no technologies of a well reverse circulation through a continuous pipe.

On the base of the aforesaid we can draw a conclusion, that for further implementation of coiled tubing technologies into the practice of repair work it is necessary to develop and put into operation new equipment, tools and technologies, which can be used with coiled tubing units.

On the base of the existing experience of repair work, fulfilled by means of coiled tubing units, and considering their current opportunities and perspective development, the "Standard project of capital workover of the Kanchurinsko-Musinsky Complex Of Underground Gas Storages' s wells using a mobile well repair CT-unit" was developed. The technical project (detail design) consisted of two parts: a technical part and budget calculations.

Following sections were included into the technical part of the project:

- General data on the area of operation;
- Geologic characteristics of a section;
- Actual construction of wells and wellhead setup;
- Preparatory, construction and assembly jobs;
- Capital workover of wells;
- Organization of wells workover;
- Blow out prevention and gaseous safety;
- Labor safety;
- Estimation of a risk degree;
- Measures on protection of the surrounding environment.

One of the features of the technical part's structure is that in the beginning of the section «Well workover» there is a table, reflecting sequence and duration of technological operations used for Wells Workover, typical for the given Underground Gas Storages Complex, and only after that all the other tables are published, specifying technological parameters of these operations. Necessity of such a structure, different from the one used in the project on wells

и от технического состояния скважины и скважинного оборудования.

Капитальный ремонт скважин относится к опасным производственным объектам из-за высокой вероятности возникновения газопроявлений, фонтанов и пожаров на устье скважин. Поэтому в приложении к технической части проекта был дан план ликвидации аварий на Канчуринско-Мусинском комплексе ПХГ при КРС.

Специфичность технического проекта КРС потребовала включить в качестве приложений к нему типовые схемы размещения оборудования и техники на устье ремонтируемой скважины, типовые схемы обвязки устья скважины в процессе ее ремонта, технический табель оснащения бригад КРС оборудованием, инструментами и приспособлениями при капитальном ремонте скважин, а также типовой план капитального ремонта скважин.

Особенностью структурного построения технической части является также то, что в ее состав входит раздел «Мероприятия по охране окружающей природной среды», а не отдельной частью, как в проектах на строительство скважин. Это связано с меньшим объемом природоохранных мероприятий, например, в техническом проекте КРС нет необходимости проводить отвод земель под устьевые площадки скважин и т.д.

Особенностью раздела по охране окружающей природной среды явилась разработка природоохранных мероприятий для сельскохозяйственных угодий, на территории которых размещаются скважины. Охрана атмосферного воздуха и рекультивация территории была основой этого раздела.

Особенностью сметной части явилась необходимость ее составления, в отличие от проектов на строительство скважин отдельными локальными сметами, что позволяет группировать отдельные ее части в единую смету, в зависимости от видов ремонтов, которые проводятся на конкретной скважине.

В разработанном техническом (рабочем) проекте КРС, так же как в рабочих проектах на строительство скважин, приводится обобщающий паспорт на все виды проводимых работ с их продолжительностью и стоимостью, количеством расхода материалов и химических реагентов, используемых при ремонте скважин. В приложении прикладывается техническое задание заказчика, форма которого тоже была скорректирована с учетом специфики КРС.

Технический (рабочий) проект КРС прошел экспертизу промышленной безопасности и был согласован филиалом ООО «Газобезопасность» Оренбургской военизированной частью по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов и Башкирским управлением по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора.

Особенностью ремонтов скважин на Канчуринско-Мусинском комплексе ПХГ является наличие в скважинах приустевых клапанов-отсекателей, управляемых с поверхности,



construction, is stipulated by the specificity of wells capital workover, which depends directly not only on geological-physical characteristics of a pay, but also on a technical condition of a well and downhole equipment.

Wells in the process of workover are referred to dangerous industrial sites because of a high probability of gas shows, fountains and fires at the well's mouth. Therefore the plan of elimination of accidents at the Kanchurinsko-Musinsky Complex Of Underground Gas Storages during workover was included in the appendix to the technical part of the project.

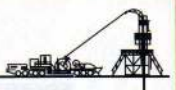
Specificity of the workover detail design required to include also as appendices typical layouts of the equipment arrangement in a repaired well mouth, typical schemes of a wellhead connections during its repair, a technical sheet of workover brigades' equipment, tools and devices used for capital workover of wells and the typical plan of well workover.

One more feature of the technical part structure is that the «Measures on protection of the surrounding environment» are included as a structural component, instead of a separate part, as in projects on wells construction. It is connected with a shrunk scope of nature protection measures, for example, in detail design of well workover there is no necessity to carry out allocation of land for wellhead pads etc.

The peculiar feature of the section on protection of the surrounding environment was development of nature protection measures for agricultural lands in the territory of which wells are located. The main points of this section are protection of atmospheric air and territory recultivation.

The peculiar feature of a budget part was that it became obligatory, in contrast to the projects on construction using separate local estimates, which allows grouping its separate parts in a uniform estimate, depending on kinds of repairs which are carried out in each well.

In a developed technical project (detail design) of WW as well as in detail designs on wells construction, there is a generalized technical passport for all kinds of carried



которые необходимо перед КРС извлекать из скважины, а после КРС – вновь устанавливать. Эти работы проводятся силами бригад ПРС, что вызвало необходимость включения в технический (рабочий) проект дополнительно работы другого по классификатору вида ремонта – подземного ремонта скважин с помощью канатной техники.

Кроме того, ограниченность приустьевых площадок, из-за размещения скважин на посевных сельскохозяйственных площадях, вызвало определенные трудности в размещении оборудования и техники возле устья, а главное размещение факельной линии длиной 100 метров по требованию Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности [3]. Одним из решений явилась прокладка линий вдоль действующих автодорог с перекрытием движения на время отработки скважины.

Разработанный технический (рабочий) проект КРС с помощью колтюбинговых установок позволяет проводить капитальные ремонты скважин различной сложности и объема. Наличие локальных смет обеспечивает возможность комбинировать технологическую цепочку из различных ремонтных операций, заранее прогнозируя стоимостные показатели предполагаемого ремонта скважины. Имеющиеся согласования проекта сокращают время на прохождение различных согласований и экспертиз по конкретному виду ремонта скважины, а, следовательно, значительно сокращают непроизводительное время ремонта скважин, обеспечивают сокращение времени нахождения скважины в бездействии в ожидании ремонта и ускоряют возвращение ее в действующий фонд.

Разработанный технический (рабочий) проект фактически является макетом рабочего проекта КРС, который необходимо оформить в виде стандарта Газпром по составлению проектов КРС в дочерних обществах ОАО «Газпром».

out operations including their duration and cost, amount of withdrawal of materials and chemical compounds used for well repair. The appendix includes a technical project of the customer in a form, corrected in view of WW specificity.

The technical project (detail design) of WW underwent expert review of industrial safety and was coordinated with the branch of Gasobezопасnost LTD of the Orenburg Paramilitary Detachment for Prevention and Liquidation of Open Gaseous and Oil Flows and the Bashkir Department for Technological and Ecological Supervision of the Russian Federal Agency for Technical Supervision.

The peculiarity of well repair at the Kanchurinsko-Musinsky Complex Of Underground Gas Storages is the presence in wells of wellhead cut valves operated from the surface, which should be removed from a well before workover is started, and installed back after it is finished. These operations are carried out by forces of subsurface well servicing crew, which required inclusion into the technical project (detail design) of an additional operation belonging to another kind of repair according to the qualifier – subsurface servicing of wells by means of the wireline technique.

Some other difficulties arose because of limitation of wellhead pads, located in cultivated agricultural areas, connected with arrangement of the technical equipment near the wellhead, and particularly – of a flare line, having the length of 100 meters according to the requirements of the Safety rules in the oil and gaseous industry [3]. As a possible solution specialists considered installation of lines along functioning highways with traffic blocking for the period of well flaring.

The developed technical project (detail design) of WW by means of coiled tubing units allows carrying out workover of various Complexity and volume. Availability of local estimates provides an opportunity to combine a technological sequence of various repair operations, and to predict in advance cost indexes of a planned well repair. The

project has already all the needed approvals, which considerably reduces time for various authorizations and expertise needed for a specific kind of repair well, and, hence, considerably reduces unproductive time period of well repair and inactive pre-repair period for a well and accelerates its turn-in to the producing well stock.

The developed technical (working) project actually is a model of detail design of WW which should be issued in the form of the Gazprom standard on development of WW projects in affiliated societies of Gazprom PLC.



Литература

1. Зозуля, Г.П. Перспективы применения колюбинговых технологий при капитальном ремонте скважин / Г.П. Зозуля, М.Г. Гейхман, А.В. Кустышев, Т.И. Чижова, В.К. Романов, К.В. Бурдин // Известия вузов. Нефть и газ. – 2001. № 6. – С. 55-59.
2. РД 51-00158758-185-97 Макет рабочего проекта на строительство скважин на газоконденсатных месторождениях Западной Сибири. – Тюмень : ТюменНИИгипрогаз, 1997.
3. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М. : ФГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2004. – 312 с.

Авторы:

1. Кустышев Александр Васильевич – зав. лабораторией ООО «ТюменНИИгипрогаз», канд. техн. наук.
2. Кряквин Дмитрий Александрович – старший научный сотрудник ООО «ТюменНИИгипрогаз».
3. Баранов Александр Александрович – главный геолог Канчуринско-Мусинской СПХГ ООО «Баштрансгаз».
4. Иванов Дмитрий Александрович – ведущий инженер ООО «Баштрансгаз».

Рецензия на статью

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является основой минерально-сырьевой базы страны. Основные объемы газа добываются в Западной Сибири. Эксплуатация скважин, расположенных в районах с наличием многолетнемерзлых пород требует повышенных показателей их надежности. Одним из средств достижения этого результата является повышение эффективности капитального ремонта скважин.

В настоящее время капитальный ремонт скважин проводится по типовым геолого-техническим планам, к которым прикладываются калькуляции затрат на планируемые объемы работ. Нередко при сдаче работ заказчику возникают разночтения о необходимости и целесообразности проведения той или иной операции, осуществленной исполнителем в процессе ремонта скважины, и величине затрат на ее проведение. Поэтому назрела необходимость в проведении КРС на основе технических (рабочих) проектов.

Представленная на рецензию работа посвящена именно этой проблеме. В ней анализируется опыт разработки первого технического (рабочего) проекта капитального ремонта скважин с помощью передвижных подъемных агрегатов. В статье рассмотрены особенности структурного построения проекта, показаны достоинства и недостатки проектных решений. Даются рекомендации по совершенствованию работ при разработке проектно-сметной документации.

Приобретенный опыт разработки проекта КРС позволит разработать аналогичные проекты для месторождений Западной Сибири, позволит осуществлять разработку дипломных проектов специальности «Ремонт и восстановление скважин».

Предоставленная на рецензию работа направлена на повышение эффективности ремонта скважин, имеет научную и практическую значимость и может быть рекомендована к опубликованию в открытой печати.

С.И. Грачев, заведующий кафедрой
разработки нефтяных месторождений ТюмГНГУ,
доктор технических наук

Literature:

1. Zozulya, G.P. Prospects of application of coiled tubing technologies for well workover / G.P. Zozulya, M.G. Gejzman, A.V. Kustyshev, T.I. Tchizhova, V.K. Romanov, K.V. Burdin // High school news. Oil and gas. 2001. №6. P. 55-59.
2. RD 51-00158758-185-97 Model of the equipment design on construction of wells in gas-condensate fields of the Western Siberia. – Tyumen: TyumenNIIhyrogas, 1997.
3. Safety Rules 08-624-03 Safety rules for the oil and gaseous industry. – M.: Federal State Unitary Enterprise «Scientific and technological centre on safety in the industry of the State Supervisory Body for Mining of the Russian Federation», 2004. – P. 312.

Authors:

1. Kustyshev Alexander Vasilevich – deputy manager of the Laboratory of TyumenNIIgiprogas LTD, Cand. Tech. Sci.
2. Krjakvin Dmitry Aleksandrovich - senior scientific officer of TyumenNIIgiprogas LTD.
3. Baranov Alexander Aleksandrovich – chief geologist of Kanchurinsko-Musinskoj Station Of Underground Gas Storage Bashtransgas LTD.
4. Ivanov Dmitry Aleksandrovich - leading engineer of Bashtransgas LTD.

Review

The West-Siberian oil-and-gas-bearing province is the main national mineral-and-raw material base. The main part of gas volume is produced in the Western Siberia. Operation of the wells located in areas with the presence of permafrost soils demands increased parameters of their reliability. One of the means to achieve that is to increase efficiency of well workover.

At present capital workover of wells is carried out according to typical geological-technical plans supplemented with estimates for a planned amount of works. Quite often in the course of customer acceptance of the work done different interpretations may arise, concerning necessity and expediency of this or that operation which have been carried out by the executor during well repair and its cost. Therefore it became necessary to carry out well workover on the basis of technical projects (detail designs).

The article submitted to consideration is devoted exactly to this problem. It analyses the experience of development of the first technical project (detail designs) of well workover by means of mobile hoist units. In the article features of structural construction of the project are considered, merits and demerits of design solutions are shown. It also includes recommendations on perfection of the process of design-budget documentation development.

The acquired experience of WW project development will allow to develop similar projects for deposits of Western Siberia, will make possible development of degree projects in the specialty of «Repair and restoration of wells», aimed at increasing efficiency of well repair works, has scientific and practical importance and can be recommended for publication in mass media.

S.I. Grachev,

Head of a university department of oil field developments of the Tyumen State Geological University, Dr. Sci. Tech.

МИРОВОЙ РЫНОК КОЛТЮБИНГОВОГО СЕРВИСА В 1999-2006 ГОДАХ

THE WORLD MARKET OF COILED TUBING SERVICE IN 1999-2006

В 2005 году в денежном эквиваленте мировой рынок нефтепродуктов оценивался в сумму порядка 144 млрд. американских долларов, что было на 21% больше по сравнению с предыдущим 2004 годом (\$119 млрд.). За весь промежуток времени с 1999 (более \$70 млрд.) по 2005 годы отмечался постоянный и неуклонный рост финансовых поступлений в данный сектор экономики. Сохранение подобных тенденций позволяет прогнозировать, что 2006 год станет рекордным с приблизительно \$164 миллиардами, что будет на 14% больше, чем в 2005 году. Несмотря на то, что тенденция роста сохранится для всех 33 секторов рынка нефтепродуктов, наибольший прирост финансов предполагается в сферах производства деталей для нефтедобывающего оборудования, производства нефтепромысловых и нефтепроводных труб, а также бурения и освоения скважин, повышения их нефтеотдачи с использованием насосного и компрессорного оборудования и колтюбингового сервиса.

Поскольку наибольший интерес для читателей нашего журнала представляет именно последний из перечисленных секторов рынка нефтепродуктов, остановимся на этом подробнее. Так, рост финансовых поступлений в сферу колтюбингового сервиса за последние годы в мире распределялся следующим образом:

- 1999 г. – 611 млн. долларов США;
- 2000 г. – \$827 млн.;
- 2001 г. – \$1 123 млн.;
- 2002 г. – \$904 млн.;
- 2003 г. – \$1 055 млн.;
- 2004 г. – \$1 331 млн.;
- 2005 г. – \$1 684 млн.

Таким образом, рост финансовых поступлений в 2005 году составил 27%. В 2006 году их рост прогнозируется в размере 18% по сравнению с предыдущим годом, а это значит, что сумма финансовых поступлений составит порядка 1 млрд. 987 млн. долларов США.

Как видно из приведенных выше цифр, в сфере колтюбингового сервиса за последние годы в среднем наблюдается ежегодный прирост на 18%. Отметим, что этот сектор рынка нефтепродуктов состоит из двух категорий:

1. Обслуживание и ремонт скважин;
2. Бурение с помощью колтюбинговых установок.

Обслуживание и ремонт скважин на сегодня является основной сферой применения колтюбинга. Тем не менее, бурение с помощью колтюбинговых установок начинает все чаще применяться в самых разных частях света, в первую очередь в Канаде, где неглубокие направленные скважины давно и широко применяются для добычи нефти, а также на Аляске, где оно получило распространение в последние десять лет. Кроме того, такое бурение широко применяется фирмой Shell в Омане, где приходится иметь дело со сложными многослойными нефтяными месторождениями, все большее применение находит оно в США, Европе, в России и странах СНГ.

Лидерами использования колтюбинговых технологий традиционно являются компании: Schlumberger, Ltd. с

In 2005 the world market of oil products was estimated at 144 billion USD, which is 21% higher than the previous year (\$119 billion). The whole period between 1999 and 2006 was marked by a firm and regular growth (more than \$70 in total) of financial receipts to this economy sector. Since the current tendency persists, 2006 is likely to bring the record sum of \$164 billion, which is 14% more than in 2005. Though growth will keep in all 33 sectors of oil market, the highest increase are expected in such fields as manufacturing of spare parts for oil-production equipment, oil pipelines and other tubular goods, well drilling and development, improvement of oil recovery factor with the help of pump and compressor equipment and coiled tubing service.

Our readers are especially interested in the last segment of the market, therefore let us present its detailed description. The financial receipts to the coiled tubing service steadily grew during the last several years:

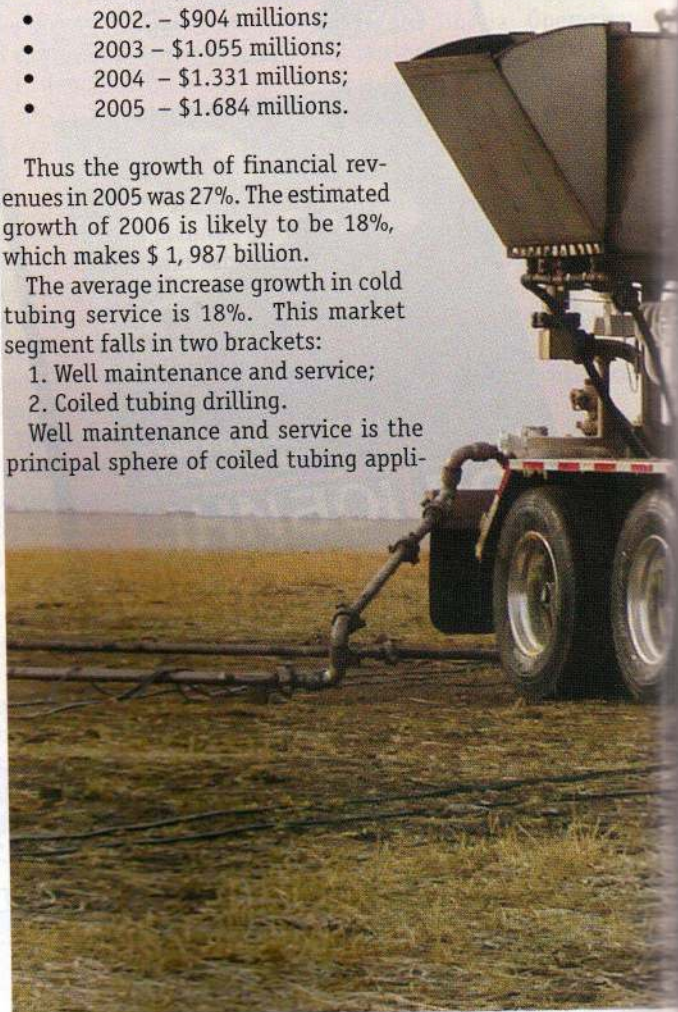
- 1999 – \$611 millions;
- 2000 – \$827 millions;
- 2001 – \$1.123 millions;
- 2002. – \$904 millions;
- 2003 – \$1.055 millions;
- 2004 – \$1.331 millions;
- 2005 – \$1.684 millions.

Thus the growth of financial revenues in 2005 was 27%. The estimated growth of 2006 is likely to be 18%, which makes \$ 1, 987 billion.

The average increase growth in cold tubing service is 18%. This market segment falls in two brackets:

1. Well maintenance and service;
2. Coiled tubing drilling.

Well maintenance and service is the principal sphere of coiled tubing appli-





долей в \$447 в 2005 году (\$180 в 1999) и, соответственно, 27% мирового рынка; BJ Services – \$310 в 2005 году (\$126 в 1999), 18%; Halliburton Corp. – \$255 в 2005 году (\$120 в 1999), 15% мирового рынка.

В последние годы (начиная с 2004-го) большую активность в использовании колтюбингового бурения проявляет канадская фирма Trailblazer, входящая в холдинг Savanna Energy Services (4% доли мирового рынка). Список других мировых лидеров применения колтюбинговых технологий выглядит так: Cudd Pressure Control, Superior Energy Services (по 5%); Trican Well Service Co., Ltd. (4%); Weatherford International, Pride International, Inc., Sanjel Corporation, Calfrac Well Services Ltd., Complete Energy Services (по 2%); Technicoil Corporation, Inc., Integrated Production Services, Precision Drilling Corp., Ensign Resource Service Group (по 1%).

Компания Schlumberger владеет 21% мирового парка колтюбинговых установок и добилась наибольшего эффекта в их использовании – ежегодно стоимость выполненных работ на 1 установку составляет \$1,75 миллионов. Этот же показатель для BJ Services составляет \$1,45 млн., а для Halliburton – \$1,4 млн. У остальных компаний он находится примерно на отметке в \$1 миллион в год на одну колтюбинговую установку. Есть несколько причин, почему этот показатель значительно выше у лидеров рынка: широкое международное сотрудничество и работа в офшорных зонах. Это обеспечивает меньший простой оборудования, также на увеличение данного показателя влияют возможности обеспечения колтюбинговых установок большим набором

составляющих. Nevertheless Coiled tubing drilling is more frequently practiced in different parts of the world, mainly in Canada, which has favored shallow directional wells for long and in Alaska, where they appeared about 10 years ago. Besides, such drilling is widely applied by Shell in Oman, where they have to deal with complicated multilayer oil-fields. Coiled drilling is getting popular in the USA, Europe, Russia and CIS. The leaders of coiled tubing technologies are Schlumberger, Ltd. With the share of \$447 in 2005 (\$180 in 1999) and, relatively, 27% of the world market; BJ Services – \$310 in 2005 (\$126 в 1999), 18%; Halliburton Corp. – \$255 in 2005 (\$120 в 1999), 15% of the world market.

In recent years (starting from 2004) the Canadian firm Trailblazer, member of Savanna Energy Services, demonstrates high activity in coiled tubing drilling (4% of the world market). Among the other leaders of the world's coiled tubing technologies are Cudd Pressure Control, Superior Energy Services (5%); Trican Well Service Co., Ltd. (4%); Weatherford International, Pride International, Inc., Sanjel Corporation, Calfrac Well Services Ltd., Complete Energy Services (2%); Technicoil Corporation, Inc., Integrated Production Services, Precision Drilling Corp., Ensign Resource Service Group (1%).

Schlumberger, with 21% of the units, possess share in \$1.75 million per unit per year. BJ Services generates \$1.45 million/unit, Halliburton \$1.4 million and the rest of the pack stands right at \$1 million per unit per year. Major companies have



Фото И.Я. Пирча
Photo by I. Pirch

инструментов и вспомогательного оборудования, что увеличивает спектр используемых технологий.

Основными мировыми производителями гибких труб для использования в колтюбинговых установках традиционно остаются компании Quality Tubing и Precision Tube Technology.

Впервые колтюбинговое бурение было осуществлено в Канаде, и сейчас эта страна остается мировым лидером в данном секторе рынка нефтепродуктов. В 2005 году в Канаде с помощью колтюбинга было пробурено более 3000 неглубоких скважин (менее 1000 м глубиной). Лидерами применения данных технологий являются компании Precision Drilling и Technicoil Corporation. В последние годы, как уже говорилось выше, к ним все больше приближается компания Trailblazer.

Согласно докладу, подготовленному Society of Petroleum Engineers, финансы в секторе колтюбингового бурения возросли с \$40 млн. в 2000 году до примерно \$175 млн. в 2005. Бурный рост применения данных технологий в последние годы дает основания прогнозировать их значительный рост в 2006 году – вплоть до \$250 млн.

Стоит отметить, что в последние годы доля двух традиционных лидеров рынка колтюбингового сервиса – компаний Schlumberger и BJ Services – в мировом рынке постепенно уменьшается, и именно по мере роста применения колтюбингового бурения. Дело в том, что с ростом потребности в колтюбинговом сервисе растет и потребность в колтюбинговом бурении, на что успевают быстрее реагировать небольшие независимые компании. Таким образом, поскольку растут объемы работ каждой компании, доля лидеров постепенно уменьшается. В отличие от снижения показателей, которое демонстрируют лидеры колтюбингового сервиса, компания Savanna Energy Services, которая еще в 2000 году не имела вообще никакой доли в данном секторе рынка, за короткий промежуток времени достигла доли в 4%. Хорошие показатели роста и у компании Trican Well Service Co., Ltd., которая на сегодня также имеет долю в 4%, хотя в 1999 году она составляла лишь 1%.

Но поскольку во всем мире наблюдается неуклонный рост потребности в колтюбинговом сервисе, можно предположить, что к 2007 году объединенные международные компании вернут временно утраченные позиции в данном секторе мирового рынка нефтепродуктов.

Материал подготовлен на основе информации, содержащейся в исследовании компании Spears & Associates, Inc. "Oilfield Market Report 2005", которое включает обзор состояния мирового рынка нефтепродуктов за 1999-2005 годы и прогноз на 2006 год 2006.

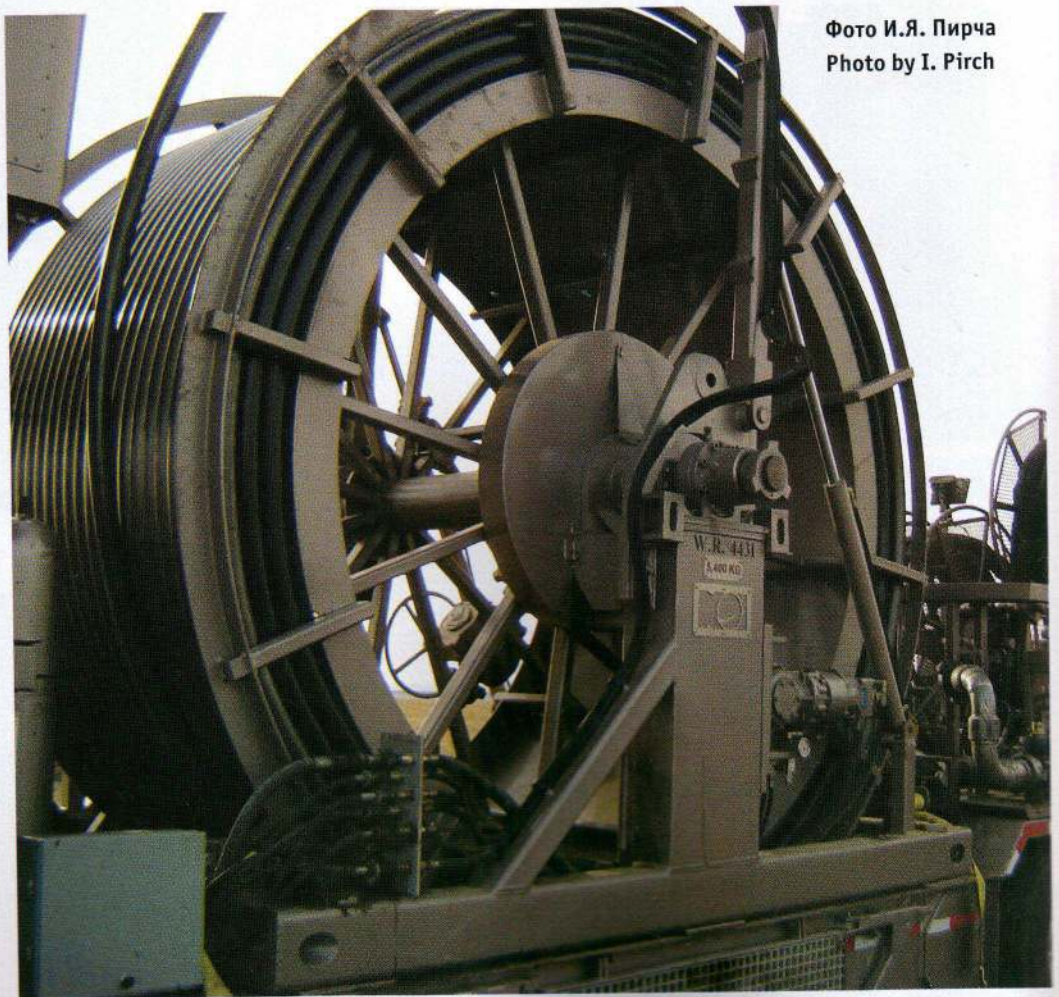
higher sales per unit for a couple reasons: international and offshore focus. It enables less downtime and more additional instruments and equipment, which expands the specter of the produced technologies.

Quality Tubing and Precision Tube Technology are the primary manufacturers of tubing to CT service companies. Coiled tubing drilling originated in Canada and this country is the leader in this sector of oil products. More than 3000 shallow wells (less than 1,000 meters deep) were drilled in Canada in 2005. While Precision Drilling and Technicoil (Canada) have been the technology leaders, Trailblazer has become a strong rival for them in recent years.

In a 2005 speech prepared for the Society of Petroleum Engineers, it was estimated that coiled tubing drilling services have grown from just \$40 million in 2000 to \$175 projected for 2005. The technology boom in recent years may bring about a large market of almost \$250 million in 2006. The two traditional market leaders, Schlumberger and BJ Services have slightly lost their market share in recent years due to growth in coiled tubing drilling. Smaller, independent coiled tubing service companies respond faster to the demand in coiled tubing and CTD. So, while revenues have grown strongly for everyone, shares of the leaders have slipped. Unlike the top service companies, Savanna has grown from almost zero market share in 2000 to about 4% of the market. Trican, the Canadian Service Company, also demonstrates high results. Its share has grown from 1% to about 4%. The international demand is now growing strongly and that is why the integrated service companies are likely to recapture some of their market share in 2007.

The article is based on Spears & Associates, Inc. "Oilfield Market Report 2005", which includes analysis of the world oil market in 1999-2005 and projections for 2006.

Фото И.Я. Пирча
Photo by I. Pirch



**BJ SERVICES ПОСТАВЛЯЕТ
ИЗГОТОВЛЕННЫЕ НА ЗАКАЗ
ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ УСТАНОВКИ
ДЛЯ НОВЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ
ПЛАТФОРМ**

**BJ SERVICES
TO SUPPLY
CUSTOM CEMENTING UNITS
ON NEW RIGS**

Подразделение BJ Services по обслуживанию скважин в Европе и Африке заключило договор с Aker Drilling на размещение цементировочных установок на двух новых буровых платформах Aker H-6e. Первая цементировочная установка будет установлена в декабре 2006-го, вторая – в 2007-м. Пуск первой платформы запланирован на февраль 2008-го, второй – на сентябрь 2008 года.

Цементировочные установки изготавливаются в соответствии с техническими условиями BJ Services, контролирует выполнение проекта офис в Абердине, Шотландия, а проектно-конструкторские работы ведутся в Технологическом Центре ВJ в городе Томбалл, Техас. Оборудование будет изготовлено компанией ВJ на собственных производственных мощностях в Томбалле. Окончательный монтаж и запуск установок будет производиться на площадке Aker Drilling, расположенной в Сторде, Норвегия.

Цементировочные установки полностью соответствуют требованиям современных технологий, которые используются в оборудовании для закачки и смешения цемента. Например, в них используются электроприводы с переменной скоростью, как на цементировочных установках компании ВJ производства Seahawk. Эти установки будут управляться дистанционно с помощью высокоскоростного компьютера из офиса, сотрудники которого будут полностью контролировать весь объем цементировочных работ. Информация в полном объеме может отправляться в любую точку мира, так как система использует оптоволоконный кабель, а значит может дистанционно управляться и с суши.

«Поскольку цементировочная установка будет управляться дистанционно, это означает, что оператор оборудования будет работать в гораздо более безопасных условиях, – отметил Гэри Бройлс, старший региональный менеджер компании ВJ по проведению скважинных операций в Европе и Африке. – Мы уверены, что новая конструкция установок Seahawk будет успешно работать в самом широком диапазоне внешних условий, гарантируя более надежное обеспечение услуг для Aker Drilling и, в итоге, для конечного потребителя».

Соглашение с Aker Drilling на поставку цементировочного оборудования предполагает и возможность поставки двух дополнительных установок.

BJ Services Company announced that its Well Services Division for Europe and Africa has entered into an agreement with Aker Drilling to place custom-built cementing units on two new Aker H-6e rigs. The first cement unit will be installed in December 2006, and second unit will be installed in 2007. The first rig is scheduled for completion in February 2008, and the second rig in September 2008.

The cementing units are being built to specification by BJ Services, with project management taking place in Aberdeen, Scotland, and engineering work being carried out at BJ's Technology Centre in Tomball, Texas. Equipment will be constructed by BJ at its manufacturing facility in Tomball. Final installation and commissioning will be carried out at Aker Drilling's yard in Stord, Norway.

The cementing units will incorporate state-of-the-art technologies used in pressure pumping and cement mixing equipment, such as the variable-speed electric drives featured in BJ's Seahawk cementing unit. These units will be operated remotely by a high-speed computer from an office environment overlooking the cementing room. All relevant information can be sent anywhere in the world, and because the system uses fibre optic communication cable, it can also be operated remotely from an onshore location.

"The fact that the cementing units will be operated remotely means the equipment operator will be working in a much safer environment," said Gary Broiles, senior region operations manager – Europe & Africa-Well Services for BJ Services. "We are confident that these new design Seahawk units will perform successfully in a wide range of extreme conditions, providing improved service reliability to Aker Drilling and ultimately to the end client," he added.

The agreement with Aker Drilling for the cementing units features an option for two additional units.

Источник: BJ Services.com

Source: BJ Services.com



КОМПАНИЯ ВJ ЗАКЛЮЧИЛА КОНТРАКТ НА ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ СЕРВИСА В ОФШОРНОЙ ЗОНЕ ИНДИИ

Компания ВJ Tubular Services объявила о подписании контракта с крупнейшим индийским оператором на предоставление услуг по силовому вращению труб. До этого компания ВJ поддерживала нефтеразведывательные работы в офшорной зоне рядом с Колкаттой (бывшей Калькуттой) в Бенгальском Заливе. Они координировались офисом ВJ в Мумбаи и были успешно завершены.

Это первый контракт ВJ Tubular Services с данным оператором. Персонал компании ВJ использует приводные ключи для труб, силовые установки, системы компенсации веса Loadmaster, установки Salvo для силового вращения труб, разработанные компанией компьютеризированные системы контроля вращения для обеспечения данного сервиса.

«Мы гордимся, что добавили этого оператора в растущий список наших клиентов в Индии. Мы работаем в Индии 5 лет и с успехом предоставляем сервисные услуги ряду ключевых операторов в данном регионе, – говорит Кенни Уатт, менеджер подразделения ВJ Tubular Services. – Мы надеемся и впредь обеспечивать им своевременный качественный сервис».

Персонал ВJ Tubular Services специализируется на использовании оборудования для спуска обсадных и насосно-компрессорных труб, в особенности высококачественных соединений, труб с высоким содержанием хрома, двойных, тройных и подводных заканчиваний, наряду с гидроударником для направляющего участка скважины.

Кроме штаб-квартиры в Абердине, Шотландия, ВJ Tubular Services имеет представительства в азиатско-тихоокеанском регионе, Южной Америке, США, Европе, на Среднем Востоке и в Африке.

Источник: ВJ Services.com

BJ SERVICES AWARDED CONTRACT TO CARRY OUT SERVICES OFFSHORE INDIA

BJ Tubular Services announced it has been awarded a contract by a major operator in India to carry out torque-turn services.

BJ has been retained to support the company's exploration activities offshore Kolkatta in the Bay of Bengal. With coordination from its project office in Mumbai, BJ has already commenced operations.

The contract award represents the first time that BJ Tubular Services crews have worked on behalf of this particular operator. BJ personnel are using power tongs, power units, the Loadmaster weight compensator system, and the Salvo torque-turn unit, the company's computerised torque make-up system, to carry out the torque-turn services.

"We are proud to add this operator to our growing list of clients in India. We have operated in India for five years now, and successfully provided our services to a number of key operators in the region," said Kenny Watt, division manager of BJ Tubular Services. "We look forward to providing them with quality service in a timely fashion," he added.

BJ Tubular Services specialises in personnel and equipment for running casing and tubing, particularly premium connections, high chrome content tubulars, dual, triple and sub-sea completions, as well as hydraulic hammer conductor-driving services.

With its headquarters in Aberdeen, Scotland, BJ Tubular Services operates bases in Asia-Pacific, South America, the United States, Europe, the Middle East and Africa.

Source: ВJ Services.com

КОМПАНИЯ ТРАО ДОВЕРИЛА WESTERNGECO ВЫПОЛНЕНИЕ КРУПНЕЙШЕГО 3D-ПРОЕКТА НА ОСНОВЕ Q-ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЧЕРНОГО МОРЯ

Представители компании Schlumberger заявили, что Турецкая государственная нефтяная компания Turkiye Petrolleri A.O. (ТРАО) заключила контракт с WesternGeco на проведение широкомасштабного 3D исследования недр по технологии Q-Marine на основе данных геологической разведки, постоянно проводящейся в Черном море. Судно компании The WesternGeco Q "Western Pride" проведет два 3D сейсмических исследования на глубоководных участках 3922-Sinop и 3920-Kozlu.

Эти два исследования являются важной частью планов ТРАО по определению существенных запасов углеводородов в геологических объектах, находящихся на большой глубине в Черном море на турецкой территории, – сказал Ахмет Фарук Онер, директор по разведке недр ТРАО. – Q-Marine исследование и обработка его данных обеспечит нас достоверной информацией, необходимой для оценки геолого-разведывательных мероприятий, так как ТРАО продолжает проводить крупное исследование данного участка морского дна».

Осмотр дна, проведенный в июле, охватил 3D исследованием от 2500 до 5000 квадратных километров на участке Sinop и 2500 квадратных километров в Kozlu, оба – в оф-

ТРАО AWARDS WESTERNGECO THE BLACK SEA'S LARGEST Q-TECHNOLOGY 3D PROJECTS

Schlumberger announced that Turkish state oil company Turkiye Petrolleri A.O. (TPAO) has contracted WesternGeco to conduct the largest high-specification Q-Marine* 3D exploration surveys ever undertaken in the Black Sea. The WesternGeco Q* vessel Western Pride will conduct two 3D marine seismic surveys over deepwater blocks 3922-Sinop and 3920-Kozlu.

"These two surveys are an important part of TPAO's plans to identify significant hydrocarbon reserves in the deepwater Turkish Black Sea geological plays," said Ahmet Faruk Oner, director of exploration, TPAO. "Q-Marine acquisition and processing will provide high-quality images needed for significant exploration evaluation as TPAO continues its major study of this area."

The surveys, which commenced in July, cover 5,000 sq. km – 2,500 sq km is the Sinop 3D survey with the remaining 2,500 sq km covering the Kozlu 3D survey, offshore Turkey. These will be the third and fourth Q-Marine surveys WesternGeco has acquired in the Black Sea.

"Our ability to deliver the best possible 3D images will enable important decisions and effective mapping of future frontier exploration activity of the deepwater

шорной зоне Турции. Это станет третьим и четвертым по счету Q-Marine исследованием, выполненном WesternGeco на Черном море.

«Мы в состоянии делать лучшие из возможных 3D изображений, что позволит облегчить принятие важных решений, а также обеспечит эффективное нанесение на карту границ дальнейших поисков геологических объектов в Черном море на турецкой территории, – сказал Роар Беккер, региональный менеджер WesternGeco в Европе. – Мы работали с ТРАО в течение нескольких лет и надеемся поспособствовать выполнению их планов по проведению разведки в этой важной геологической зоне».

Q-Marine – один из оригинальных комплектов передовых технологий Q, разработанных WesternGeco для облегчения поиска месторождений, их описания и организации работ по их разработке.

Источник: slb.com

LANDMARK ПОДПИСАЛА КОНТРАКТЫ С НОРВЕЖСКИМ НЕФТЯНЫМ ДИРЕКТОРАТОМ НА РАЗРАБОТКУ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ И УПРАВЛЕНИЕ БАЗОЙ ДАННЫХ DISKOS

Компания Landmark, подразделение Halliburton (NYSE: HAL) Energy Services Group, подписала восьми- и шестилетние контракты с Норвежским нефтяным директором (NPD) на поставку программного обеспечения и управление базой данных Diskos в Ставангере, Норвегия. Действие первого контракта начнется в 2009-м и будет продолжаться до 2014 года.

«В настоящий момент Landmark предоставляет программное обеспечение PetroBank для функционирования базы данных Diskos, и этот долгосрочный договор на поставку программного обеспечения и услуги вновь подтверждает позиции Landmark как предпочтительного поставщика программных пакетов для информационного управления данными многочисленным клиентам в верхнем сегменте рынка, – сказал Дуг Мейле, вице-президент Landmark. – База данных Diskos – одна из наиболее важных и крупнейших баз данных клиентов в мире и является образцом для других национальных хранилищ информации. Landmark делает серьезные инвестиции в новую технологию, которая будет использоваться Diskos, и это является составной частью нашей деятельности по сохранению лидерских позиций в области информационного менеджмента».

«Норвежский нефтяной директорат и Diskos Group надеются на конструктивное сотрудничество с Landmark, – говорит Эрик Тугуд, менеджер проекта Diskos. – В ходе следующей фазы развития Diskos мы планируем расширить дальнейшее использование базы данных даже для хранения больших объемов сейсмической информации, информации о скважинах и добыче, чтобы проект полностью соответствовал растущим потребностям индустрии».

В настоящий момент база данных Diskos, которая содержит более 90 терабайт данных, является автономной системой для доступа ко всей цифровой сейсмической информации, информации о скважинах и добыче, связанных с Норвежским континентальным шельфом. Централизация этих данных помогает снизить расходы на обслуживание и функционирование данной базы данных, улучшая соответствие, точность и качество данных наряду с увеличением информационной безопасности и упрощением составления отчетов. Главной технологией, позволяющей выполнить данный проект, является технология

geological plays of the Turkish Black Sea,” said Roar Bekker, region manager – Europe. “We have worked with TPAO for many years and look forward to supporting their exploration plans in this important geological area.”

Q-Marine is one of the WesternGeco proprietary suites of advanced Q technologies for enhanced reservoir location, description, and management. For additional information on Q-Marine, the world’s only fully calibrated point-receiver marine seismic acquisition and processing system, go to www.westerngeco.com.

Source: slb.com

LANDMARK AWARDED CONTRACT BY NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE TO PROVIDE SOFTWARE AND TO MANAGE OPERATIONS OF DISKOS DATABASE

Landmark, a brand of the Halliburton (NYSE: HAL) Energy Services Group, has been awarded eight-year and six-year contracts by the Norwegian Petroleum Directorate (NPD) to provide software and to manage the operations, respectively, of the DISKOS database in Stavanger, Norway. The initial contract period will begin in 2009 and will run through 2014.

“Landmark currently provides its PetroBank® software solution for the DISKOS database operation, and this multi-year agreement to provide both software and services reaffirms Landmark as the preferred vendor of multi-client information management solutions to the upstream marketplace,” said Doug Meikle, vice president, Landmark. “The DISKOS database is the most significant and largest of the multi-client databanks in the world and is the model for other national repositories. Landmark is making significant investments into new technology to be deployed by DISKOS, and this is part of our commitment to remain the industry leader in Information Management.”

“The Norwegian Petroleum Directorate and the DISKOS Group look forward to a constructive collaboration with Landmark,” said Eric Toogood, the project manager for DISKOS. “During the next phase of the DISKOS evolution, we aim to increase the use of the database even further in order to store larger volumes of seismic, well and production data to meet the increasingly demanding needs of the industry.”

Today, the DISKOS database, which contains more than 90 terabytes of data, provides a single system to access all the digital seismic, well and production data associated with the Norwegian Continental Shelf. Centralization of these data helps to drive down the costs associated with the maintenance and operation of the database, while improving compliance, accuracy and quality of the data, along with enhancing security and simplifying reporting. The core technology enabling this project is Landmark’s PetroBank® Master Data Store™ technology, together with a workflow-



Landmark – PetroBank® Master Data Store™. Она функционирует совместно с автоматизированным, основанном на интернет-доступе интерфейсе пользователя, который обеспечивает большие возможности для поиска во всем объеме структурированной и неструктурированной информации, хранящейся в базе данных Diskos. Программное обеспечение Landmark PowerExplorer будет и впредь предоставляться в качестве предпочтительного инструментария для управления базами данных.

«Переход функционирования Diskos под контроль Landmark в 2009 является ярким подтверждением лидерства компании на рынке, которого наша группа достигла в областях консалтинга и оказания услуг по информационному менеджменту, – говорит Пол Коллер, вице-президент Landmark по продажам и поставкам. – Рабочая модель, которая будет поставляться Landmark, обеспечит поэтапные улучшения организации по типам всего объема хранимой информации в режиме онлайн. В частности, новая восьми-петабайтная библиотека, создаваемая Landmark, обеспечит хранение громадных объемов информации о месторождении и сейсмических данных. В нашей сервисной модели, которая будет осуществлять информационную поддержку подписчиков на услуги «быстрорастущего сообщества пользователей Diskos», будет облегчен поиск, предоставлена возможность быстрой и дешевой загрузки выбранных данных. Также будет предусмотрена возможность самостоятельного внесения пользователями информации в базу данных Diskos в режиме онлайн».

Источник: Halliburton.com

HALLIBURTON ЗАКЛЮЧИЛ С PIONEER NATURAL RESOURCES МНОГОМИЛЛИОННЫЙ КОНТРАКТ НА ВЫПОЛНЕНИЕ ПРОЕКТА НА АЛЯСКЕ

Halliburton Energy Services Group заключила многомиллионный контракт с Pioneer Natural Resources на осуществление на Аляске работ по направленному бурению, проведению измерений в процессе бурения, закачке буровых жидкостей, цементированию, газовому каротажу и откачке бурового шлама для проекта Pioneer по разработке месторождения Oooguruk.

Два подразделения Halliburton – «Бурение, оценка и цифровые решения» совместно с «Гидравлическими системами» выполнят комплекс работ, чтобы обеспечить оператору возможность пробурить 39 горизонтальных скважин на искусственном гравийном острове, насыпанном прошлой зимой на расстоянии примерно в 6 миль от побережья North Slope, Аляска.

Работа Halliburton над выполнением проекта, запланированного на срок в три года, начнется в конце этого года, когда ледяные дороги к острову позволят компании начать установку оборудования, поставку материалов и выполнение услуг. Сами буровые операции начнутся летом 2007.

По словам старшего вице-президента в регионе Западного полушария Джима Брауна, этот контракт представляет большую важность для компании Halliburton в плане освоения месторождения North Slope.

Pioneer Natural Resources является крупнейшей независимой разведочной и добывающей компанией, которая работает в США, Канаде и Африке. Ее штаб-квартира находится в Далласе.

Источник: Halliburton.com

oriented Web-based user interface that provides powerful free-form search capabilities across all structured and unstructured data stored in the DISKOS database. Landmark's PowerExplorer® software will continue to be provided as the preferred data management tool for power users.

"The transition of the DISKOS operations to Landmark in 2009 is confirmation of the market leadership established by our Consulting and Services group in the Information Management business sector," said Paul Koeller, vice president of Global Sales and Delivery at Landmark. "The operating model to be delivered by Landmark will see step-change advances in the scale and type of data stored online. In particular, the new eight- petabyte library specified by Landmark allows the storage of vast amounts of field and pre-stack data. In our services model, which supports 'dramatically increasing the DISKOS user community,' subscribers to the facility will be able to search for data more easily and to download selected content more quickly and cheaply. Upload of information to the DISKOS database will also be supported through self-service online data submissions."

Source: Halliburton.com

HALLIBURTON WINS MULTIMILLION-DOLLAR CONTRACTS FOR ALASKA PROJECT FROM PIONEER NATURAL RESOURCES

Halliburton's (NYSE: HAL) Energy Services Group in Alaska has been awarded multimillion-dollar contracts from Pioneer Natural Resources Company for directional drilling, measurement-while-drilling, logging-while-drilling, drilling fluids, cementing, mud logging, and cuttings injection services for Pioneer's Oooguruk development project.

Two Halliburton divisions – Drilling, Evaluation and Digital Solutions, along with Fluid Systems – will execute the work, enabling the operator to drill 39 horizontal wells on the man-made, gravel island constructed this past winter approximately six miles off the coast of Alaska's North Slope.

Halliburton's work on the project, scheduled to last approximately three years, will begin late this year when ice roads to the island will allow the company to begin staging its equipment, materials and services. Drilling operations will begin in the summer of 2007.

"This collective contract is an important one for Halliburton and our operations on the North Slope," said Jim Brown, senior vice president of Halliburton's Western Hemisphere Region.

Pioneer Natural Resources Company is a large independent oil and gas exploration and production company headquartered in Dallas, with operations in the United States, Canada and Africa.

Source: Halliburton.com

ЛЕНТА НОВОСТЕЙ/NEWS

СIEP И HALLIBURTON ЗАКЛЮЧИЛИ ВСЕОБЩЕЕ РАМОЧНОЕ СОГЛАШЕНИЕ НА ПОСТАВКУ РАБОТАЮЩЕГО В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ И УСЛУГ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БУРЕНИЯ

Подразделение Halliburton «Бурение, оценка и цифровые решения» заключило всеобщее рамочное соглашение с Shell International Exploration and Production B.V. (SIEP), которое позволит SIEP и его филиалам расширить их глобальную инфраструктуру для обеспечения цельного, надежного и открытого доступа в реальном времени к собственной информации, в любое время и в любой точке земного шара.

Общее рамочное соглашение обеспечивает SIEP и его филиалы доступом по всему миру к сервисам информационной технологии Sperry Drilling Services Insite и Insite Anywhere, а также к системам, имеющим отношение к ней. Кроме того, соглашение обеспечивает объединение и в передачу в реальном времени информации от рабочей установки к управляющим центрам SIEP и его филиалам (RTOCs), интеграцию информации на основе стандарта WITSML с другим программным обеспечением для бурения, используемым SIEP. Sperry Drilling Services является торговой маркой подразделения Halliburton «Бурение, оценка и цифровые решения».

«Это всеобщее соглашение утверждает те важные преимущества, которые и SIEP, и Halliburton осознали при реализации проекта управления в реальном времени процессом эксплуатации в Мексиканском заливе. Мы очень довольны, что появилась возможность продолжить сотрудничество в данной области с SIEP, раскрывая все новые преимущества данной перспективной технологии», – сказал Брэди Мерфи, вице-президент Sperry Drilling Services.

«SIEP использует технические средства RTOC на протяжении всего срока эксплуатации скважины, от совместного планирования скважины до удаленного наблюдения и оптимизации работ на месте работы установки», – отметил Афиф Халал, менеджер по бизнес развитию SIEP.

Источник: Halliburton.com

HALLIBURTON ПОДПИСАЛ 150-МИЛЛИОННЫЙ КОНТРАКТ НА ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОГО БУРЕНИЯ И ОБСЛУЖИВАНИЕ СКВАЖИН В НОРВЕГИИ

Норвежская Drilling Production Technology AS (DPT), подразделение группы компаний AGR, заключила с Halliburton контракт на сумму в 150 миллионов долларов на выполнение услуг интегрированного бурения и обслуживания скважин на норвежском континентальном шельфе. Действие контракта определено сроком на шесть лет, и включает возможность дополнительного поощрения за качество выполненных работ.

DPT запланировала в четвертом квартале 2006 года начать кампанию по разведочному бурению 25 скважин для Консорциума Bredford, используя полупогружную буровую вышку Bredford Dolphin. Консорциум включает BG Norge, DNO, Endeavour Energy, Lundin Norway, Marathon Petroleum Norge, Petra и Revus Energy.

SIEP AND HALLIBURTON ENTER GLOBAL FRAMEWORK AGREEMENT FOR REAL-TIME DRILLING SOFTWARE AND SERVICES

Halliburton's (NYSE: HAL) Drilling, Evaluation and Digital Solutions Division has entered into a global framework agreement with Shell International Exploration and Production B.V. (SIEP) that will enable SIEP and its affiliates to expand their global real-time infrastructure for the provision of seamless, secure and open access to proprietary data whenever and wherever it is required across the globe.

The global framework agreement provides SIEP and its affiliates with worldwide access to Sperry Drilling Services' Insite® and Insite Anywhere® information technology services and related systems. Specifically, the agreement provides for rigsite data aggregation, transmission of the data to SIEP's and/or its affiliates' real-time operations centers (RTOCs), and data integration using the WITSML standard with other drilling software in use within SIEP. Sperry Drilling Services is a brand of Halliburton's Drilling, Evaluation and Digital Solutions Division.

"This global agreement validates the significant benefits that both SIEP and Halliburton have realized from the real-time operating environment in the Gulf of Mexico. We are extremely pleased to be able to expand this capability with SIEP while continuing to develop new benefits from this emerging technology," said Brady Murphy, vice president, Sperry Drilling Services.

"SIEP uses RTOC facilities throughout the well delivery life cycle, from collaborative well planning to remote monitoring and optimization of rigsite operations," said Afif Halal, business improvement manager, SIEP.

Halliburton, founded in 1919, is one of the world's largest providers of products and services to the petroleum and energy industries. The company serves its customers with a broad range of products and services through its Energy Services Group and KBR. Visit the company's Web site at www.halliburton.com.

Source: Halliburton.com

HALLIBURTON AWARDED \$150 MILLION CONTRACT TO PROVIDE INTEGRATED DRILLING AND WELL SERVICES IN NORWAY

Drilling Production Technology AS (DPT) of Norway, part of the AGR group of companies, has awarded Halliburton (NYSE: HAL) a \$150 million contract to provide integrated drilling and well services on the Norwegian continental shelf. The contract has a duration of up to six years and includes an option for performance incentives.

DPT is scheduled to begin a 25-well exploration drilling campaign for the Bredford Consortium in the fourth quarter of 2006, using the semi-submersible Bredford Dolphin drilling rig. The consortium comprises BG Norge, DNO, Endeavour Energy, Lundin Norway, Marathon Petroleum Norge, Petra and Revus Energy.



Объем работ Halliburton в данном проекте будет включать направленное бурение, каротаж в процессе бурения, газовый каротаж, управление буровыми жидкостями и отходами бурения, цементирование и колонковый каротаж. Команда Halliburton будет осуществлять общее руководство проектом и интегрировать предложение услуг с поддержкой одного из Real Time Centers компании. Партнеры консорциума смогут наблюдать в своих офисах за выполнением работ на установке путем доступа к информации в режиме реального времени.

Источник: Halliburton.com

Halliburton's scope of work on the project will include directional drilling, logging-while-drilling, mud logging, drilling fluids and drilling waste management, cementing and coring services. Halliburton's Project Management team will manage and integrate the service offerings with support from one of the company's Real Time Centers, and consortium partners will be able to monitor ongoing rig operations by accessing real-time information in their offices.

Source: Halliburton.com

ИЗ НЕФТИ МОЖНО ПОЛУЧАТЬ АЛМАЗЫ

Исследователи из компании Molecular Diamond Technologies, дочерней компании американской Chevron, и Стэнфордского университета в США начали разработку промышленной схемы получения из нефти микроскопических искусственных алмазов (наноалмазов) и алмазоподобных структур, названных "даймондоидами".

Даймондоиды открывают новые перспективы для микроэлектроники, позволяя увеличить быстродействие и объем памяти микросхем во много раз, но их производство сейчас стоит очень дорого.

Наноалмазы встречаются в нефти в небольших количествах и были открыты еще в 1933 году.

Американские ученые разработали методы промышленного извлечения даймондоидов из нефти, а также синтеза таких структур с заданной формой и свойствами.

Как заявил Фредерик Лам, директор по коммерческому развитию Molecular Diamond Technologies: «Даймондоиды изменят лицо многих отраслей промышленности – энергетики, электроники, биофармацевтики и товаров массового потребления».

Источник: Neftegaz.ru

DIAMONDS CAN BE REFINED FROM OIL

Chevron Molecular Diamond Technologies and Stanford University announced an industrial program to develop artificial micro diamonds (nanodiamonds) and diamond-like structures (diamondoids), derived from oil.

Diamondoids open new avenues for microelectronics, providing for higher speed and larger memory of chips, but today their production is prohibitively expensive.

Nanodiamonds are found in oil in small quantities and were discovered back in 1933.

American scientists develop the methods of their commercial recovery from oil and synthesis of structures with the required form and properties.

Frederick Lam, business development director for Molecular Diamond Technologies, pointed out: "Diamondoids have the potential to affect multiple industries such as energy, electronics, biopharmaceuticals, even consumer goods".

Source: Neftegaz.ru

ИРАК ГОТОВ ПРИРАЩИВАТЬ ДОБЫЧУ ДО 500 000 БАРРЕЛЕЙ НЕФТИ ЕЖЕГОДНО

Долгое время Ирак не мог выйти на довоенный уровень добычи нефти. В последнее же время правительство страны разработало программу, которая поможет достигнуть уровня добычи нефти в 4 миллиона баррелей к 2008 году.

Ирак намерен к концу 2006 г довести ежедневную добычу нефти до 3 млн баррелей. Об этом, как сообщает сегодня арабская печать, заявил министр нефти Ирака Хусейн аш-Шахрастани.

«К 2007 году мы намерены добывать уже 3,5 млн баррелей в день, а к 2008 довести эту цифру до 4 миллионов», – отметил глава иракского нефтяного ведомства.

Кроме того, отметил Х. аш-Шахрастани, правительство стремится провести законопроект, открывающий путь крупным иностранным инвестициям.

В середине августа иракский кабинет министров принял решение о выделении нефтяному сектору страны дополнительных средств, нацеленных на увеличение экспорта нефти и нефтепродуктов.

Источник: Neftegaz.ru

IRAQ PLANS TO INCREASE OIL PRODUCTION BY 500,000 BARRELS A YEAR

Iraq has for a long time failed to reach the prewar level of oil production. Recently, the government has adopted a program, pursuing the level of 4 million barrels by 2008.

"Iraq expects its daily oil production to reach 3 million barrels by late 2006", said the Iraqi Oil Minister Hussein Shahrastani to the Arabian media.

"In 2007 we will be producing 3.5 million barrels a day and 4 million barrels in 2008", pointed out the head of the oil ministry.

According to Hussein Shahrastani, the government is trying to pass a bill, giving green light to big foreign investment.

In mid August the Iraqi Cabinet of Ministers decided to devote additional resources to the country's oil sector, aimed at oil export growth.

Source: Neftegaz.ru

УЗБЕКИСТАН РЕШИЛ ДОБЫВАТЬ УГЛЕВОДОРОДЫ В АРАЛЬСКОМ МОРЕ

Правительство Республики Узбекистан и Консорциум инвесторов подписали в Ташкенте Соглашение о разделе продукции по проведению геологоразведочных работ с последующей разработкой вновь открываемых месторождений углеводородов в узбекской части Аральского моря.

В состав Консорциума инвесторов вошли Национальная холдинговая компания Узбекнефтегаз, ЛУКОЙЛ Оверсиз Холдинг, Petronas Carigali Overseas, CNPC International, Korea National Oil Corporation. В соответствии с Соглашением о создании консорциума, подписанного 8 сентября 2005 года в Ташкенте, участники консорциума имеют равную долю участия в проекте.

Контрактная площадь является малоизученной территорией. Для изучения перспективных территорий и в целях обнаружения новых месторождений геологоразведочные работы будут проводиться в два этапа. На первом этапе, в течение трех лет в рамках минимальной программы будут проведены региональные сейсморазведочные работы 2D в объеме 2 300 км и пробурены 2 разведочные скважины с минимальными финансовыми обязательствами в сумме 99,8 миллионов долларов США.

Нефтегазовые операции будут проведены оператором проекта, а реализация всего объема добытой продукции – маркетинговой компанией, которые будут созданы участниками консорциума в качестве юридических лиц Республики Узбекистан.

С учетом климатических условий в осенне-зимний период (ноябрь-март), характеризующиеся периодическими сильными ветрами, вызывающими волнения водной поверхности, а также снежным покровом прилегающей территории, усложняющим организацию работ, в этот период будут завершены все организационные мероприятия по выбору подрядчика на проведение сейсморазведочных работ с мобилизацией необходимого оборудования. Сейсморазведочные работы начнутся с апреля 2007 года.

По итогам первого этапа геологоразведочных работ будет разработано и утверждено многовариантное технико-экономическое обоснование с последующим согласованием коммерческих условий СРП, в том числе минимальной программы геологоразведочных работ второго этапа, ставок налогов и платежей и других экономических параметров.

После согласования коммерческих условий СРП будут проведены геологоразведочные работы второго этапа с дальнейшей разработкой новых месторождений нефти и газа.

Источник: Neftegaz.ru

«ГАЗПРОМУ» ПРЕДЛАГАЮТ ВЫКУПИТЬ СВОЕ НАЗВАНИЕ

Компания выступила с заявлением, в котором четко разграничила, кто имеет отношение к крупнейшей газовой компании мира, а кто – нет. ОАО «Газпром» оповестило, что не имеет долей участия (пакетов акций), а также договорных отношений с рядом компаний, в названиях которых используется слово «Gazprom». В списке таких компаний пять: Gazprom Investment Limited, Gazprom Limited, Gazprom Services Limited, Gazprom Trading Limited, Gazprom Holdings Limited. Все они зарегистрированы в Лондонской регистрационной палате в 2001 г. Первые четыре компании принадлежат некому предпринимателю, выходцу из Москвы.

Вот как он прокомментировал ситуацию: «Мы, конечно, можем переименовать компании, например, в Zagprom, но лучше, если бы Газпром рассмотрел вопрос об их выкупе: мы же понесли расходы на юридическую регистрацию этих структур. К тому же названия хорошие».

Источник: Neftegaz.ru

UZBEKISTAN TO RECOVER HYDROCARBONS FROM THE ARAL SEA

The Government of Uzbekistan and Investment Consortium met in Tashkent to sign the Product-sharing agreement on exploration and development of new oilfields in the Uzbek section of the Aral Sea.

The consortium includes national holding Uzbekneftegaz, Lukoil Overseas Holding, CNPC International, Korea National Oil Corp, Russia-based and Petronas Carigali Overseas.

The parties of the Agreement, signed in Tashkent on September 8, 2005, take equal stakes in the contract.

The exploration will be carried out in the unknown area. In order to assess the potential of the territories and find new filed the exploration will be done in two stages.

At the initial three-year stage the consortium will conduct regional seismic exploration on the area of 2.300 km and drill two wells. This stage of the project is estimated at 99.8 million U.S. dollars.

O&G operations will be carried out by project operators and the recovered products will be sold by a marketing company, comprising the members of the consortium. The consortium parties will have the status of Uzbek legal entities.

Taking into account the climatic conditions of autumn-winter period (November-March), characterized by strong winds, sea storms and snow on the adjoining shore, the works are rather complicated in this time. Therefore this span will be used to find a contractor for seismic explorations and accumulate all necessary equipment. Seismic exploration is scheduled for April 2007.

After the first stage a multivariate technical and economic plan will be drafted, which will specify the commercial conditions of the agreement including minimal program of the geological researches of the second stage, tax rates, fees and other economic terms.

After the commercial conditions of the Agreement are specified, the consortium will begin exploration of the second stage and development of new O&G fields.

Source: Neftegaz.ru

GAZPROM CAN BUY BACK ITS OWN BRAND NAME

The company made a statement, establishing a strict line between those related to the biggest gas company in the world and sham firms.

Gazprom announced that it has no stakes or agreements with a number of companies using the name "Gazprom". The list includes 5 companies: Gazprom Investment Limited, Gazprom Limited, Gazprom Services Limited, Gazprom Trading Limited, Gazprom Holdings Limited. All of them were registered in the Companies House in 2001. 4 of them belong to a Moscow businessman.

He gave the following comment to the situation: "Well, we could change the names for, say, "Zagprom", but I would recommend Gazprom to buy them out, since we had registration expenses and the brand names do sound good".

Source: Neftegaz.ru

ФОРМОСТ

Нефтегазопромысловое оборудование

Компания «Формост», основанная в 1965 году, является одним из лидеров в области производства высококачественного оборудования для нефтегазовой промышленности: буровых установок с возможностью бурения гибкими (колтюбинг) и обычными НКТ (гибридные установки), колесных и гусеничных снегоболотоходов повышенной проходимости, буровых труб с обратной циркуляцией.

Используя передовые технологии, мы производим современное оборудование, удовлетворяющее всем техническим требованиям заказчиков.

Мы выпускаем следующее оборудование для нефтяников: установки для бурения обычными трубами, колтюбинговые буровые установки, гибридные колтюбинговые буровые установки, снегоболотоходы различной грузоподъемности, верхние приводы, системы автоматической подачи труб, буферные переходники. Используя наше оборудование, заказчик может максимально повысить производительность на своих объектах.

За дополнительной информацией о продукции и услугах компании «Формост» обращайтесь в «Формост Россия»:


Формост Россия

Москва, 109180

ул. М. Полянка, 12А, офис 11

тел.: 7-495-234-9569 факс: 7-495-234-9816

Email: foremost@comail.ru Website: www.foremost.ca



Гибридные колтюбинговые буровые установки: мы уже сделали 60 таких установок и продолжаем их выпускать.

ФОРМОСТ

От концепции к реальности.

ФОРМОСТ

Fidmash®



Coiled tubing equipment-our profession



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



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

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

26, Rybalko str., Minsk 220033 Belarus

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

E-mail: fidmashsales@nov.com

www.fidmashnov.com