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

СКОЛЬКО КОЛТЮБИНГОВЫХ АГРЕГАТОВ В РОССИИ?
CT RIG COUNT FOR RUSSIA

ЛОВИЛЬНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ НА ГИБКИХ НКТ
THRU TUBING FISHING TECHNOLOGY

ГЛУБОКОВОДНЫЕ ОПЕРАЦИИ С SIM
SUBSEA INTERVENTION MODULE

Coiled tubing times

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

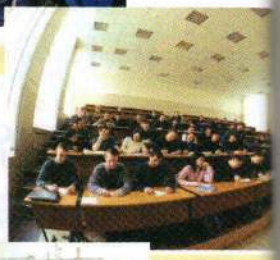
3'05

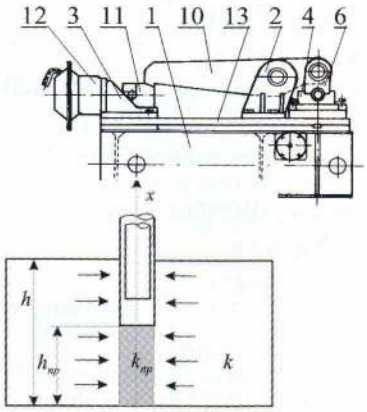
Coiled tubing times
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

№3 (013), сентябрь/September 2005

информационно-аналитический журнал
«ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА»
information&analysis magazine
«COILED TUBING TIMES»

СОДЕРЖАНИЕ





ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР
Елена Жук (cttimes@gin.by)
НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ
Владимир Н. Ивановский,
профессор, д.т.н., академик РАЕН
СТИЛЬ-РЕДАКТОР
Наталия Крицкая
КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН
Дмитрий Оганесян
ОБЛОЖКА
Виктор Голованов
ДИРЕКТОР ПО МАРКЕТИНГУ И РЕКЛАМЕ
Андрей Михеев (info@crkt.ru)
ПЕРЕВОД
Сергей Сухорученко
ПОДПИСКА И РАССЫЛКА
Юлия Горшкова (magazine@crkt.ru)
ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ
Некоммерческим партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий» (НП «ЦРКТ») при содействии Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации

АДРЕС РЕДАКЦИИ
117036, г. Москва,
ул. Профсоюзная, д.3., комн.621.
Тел./факс: (095) 124-85-83
Тел.: (095) 124-63-10
www.crkt.ru
E-mail: crkt@inbox.ru, cttimes@gin.by

Тираж: 2000 экз. Первый завод: 1000 экз.

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

Регистрационный номер ПИ № 77-16977

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

Журнал распространяется среди нефтегазовых компаний и профильных научных институтов.

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

Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

РЕКЛАМОДАТЕЛИ
Группа ФИД
Foremost Company LP
Издательский дом
«Информация и инвестиции»
М-expo

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.

Отпечатано в типографии
СООО «Полипринт»,
г. Минск, ул. Ботаническая, 5а.

Заказ № 1561.

Лицензия 02330/0056697 от 29.03.2004 г.

CONTENTS

EDITOR IN CHIEF
Helen Zhuk (cttimes@gin.by)

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

STYLE EDITOR
Natalia Krytskaya

COMPUTER MAKING UP & DESIGN
Dmitry Oganesyan

COVER
Victor Golovanov

MARKETING AND ADVERTISING DIRECTOR
Andrey Mikheyev (info@crkt.ru)

TRANSLATION
Sergei Sukhoruchenko

SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION
Julia Gorshkova (magazine@crkt.ru)

MAGAZINE HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION BY:
Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center" (CRKT) with assistance of the Ministry of Industry and Energy of the Russian Federation

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

Edition: 2000 copies
The first party: 1000 copies

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

Registration number ПИ № 77-16977

SUBSCRIPTION:
"COILED TUBING TIMES" magazine – published quarterly.
The materials, the author of which is not specified, are the product of the collective work of the employees of the Editorial Staff.
The magazine is distributed in oil&gas companies and profile scientific institutions.
When reprinting the materials the reference to the magazine "Coiled Tubing Times" is obligatory.
The Editorial Staff not always shares opinion of the articles' writers.
The Magazine offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

ADVERTISERS
"Informaciya i investicii" publishing house
FID Group
Foremost Company LP
M-expo

АККОРДЫ ТРУБНОГО МАРША, или Производители колтюбингового оборудования участвуют в нефтегазовом форуме

Елена Жук

Helen Zhuk

CHORDS OF TRUMPET MARCH, or Manufacturers of coiled tubing equipment take part in oil&gas forum

Несмотря на проливной дождь, открытие под звуки оркестра выставки «Нефть и газ — 2005»/MIOGE в «Экспоцентре» на Красной Пресне 21 июня собрало большое число участников. По словам старшего советника правления ITE Group PLC Росса Стоуби, открывшего нефтегазовый форум, «это выставка, какой никогда не было прежде. Число участников — 600 компаний из более чем 30 стран мира». На самом «эффективном стенде» страны выставлялись компании из России, Беларуси, Великобритании, Венгрии, Франции, Германии, США, Швейцарии, Финляндии, Польши, Италии, Норвегии, Японии, Китая.

Более половины участников MIOGE демонстрировали зарубежные разработки, поэтому не удивительно, что выставка «говорила» на английском языке.

Самый большой национальный стенд представляла в этом году Великобритания. Руководитель стенда, генеральный директор UK Trade&Investment сэр Стивен Браун с гордостью заявил, что в выставке участвует более тридцати компаний. Давно и успешно работают в России британские Shell и BP — важнейшие инвесторы в нефтегазовый комплекс.

Despite cloudburst the opening of exhibition "Oil and Gas 2005"/ MIOGE in Expocenter on Krasnaya Presnya to the sounds of orchestra on 21 of June gathered a big number of participants. According to the senior adviser to the board of directors of ITE group PLC Ross Stobie, who opened the oil and gas forum, the exhibition is truly unique. A number of participants – 600 companies from over than 30 countries of the world. On the most effective booth of the country there were companies from Russia, Belarus, Great Britain, Hungary, France, Germany, USA, Swiss, Finland, Poland, Italy, Norway, Japan, China.

Over the half of the participants of MIOGE showed foreign developments, that is why no wonder the exhibition spoke English.

The largest international booth has been represented by Great Britain. The head of the booth, general manager of UK Trade&Investment Sir Stiven Brown proudly stated that over 30 companies take part in the exhibition. Shell and BP have successfully been working for a long time in Russia – the most important investors in oil and gas industry.

Among participants there were well known representatives of coiled tubing industry – National Oilwell Varco, Weatherford, Baker Oil Tools, mining plant in Krosno, Izmeron, Grasis. On

Среди участников мы без труда нашли хорошо известные представителям колтюбинговой отрасли компании National Oilwell Varco, Weatherford, Baker Oil Tools, завод горнопромышленных работ в г. Кросно, ЗАО «Измерон», ЗАО «Грасис». На стендах компаний-учредителей «ЛУКойла» и Precision представили свою продукцию «трубники» — ОАО «УралЛУКтрубмаш» и Precision Tube Technologies.

Не сразу удалось нам побеседовать с представителями Группы ФИД. Сотрудники компании были заняты в переговорах и деловых беседах с известными и новыми участниками отрасли. Стенд ФИД привлекал внимание профессионально выполненной компактной экспозицией, наглядности которой было не занимать. Она обеспечивалась традиционно представляемыми макетами установок, число которых увеличилось с расширением номенклатуры выпускаемой продукции. По словам представителя фирмы Сергея Иванцова, в нынешнем году производитель готов предложить рынку 30 наименований продукции, среди которых тринадцать отработанных модификаций колтюбинговых установок.

В дополнение к стенду возле второго павильона красовалась «двадцатка» — КМ20 ФИД. Она значительно отличалась от своей предшественницы, представленной в Москве в 2001 году. Как рассказал представителям редакции присутствовавший возле нее специалист компании Андрей Гиль, синяя «международная» модификация отличается от красной предшественницы пластиковой кабиной, импортной гидравликой. Мы обнаружили кондиционер не только в кабине водителя, но и у оператора. Агрегаты в такой комплектации предлагаются и российским потребителям.

В отдаленном третьем павильоне не сразу заметили новичков. Отечественные производители представили вниманию посетителей

booths of founders LUKoil and Precision "tubing manufacturers" – UralLUKtrubmash and Precision Tube Technologies represented their products.

We did not manage to talk to representatives of FID group at once. The company workers were busy talking to famous and new people of the industry. Th FID booth attracted with professionally fulfilled compact exposition that has been more than just pictorial. It has been provided with traditionally represented models of units, a number of which grew with the growing range of products. According to company representative Sergei Ivantsov, this year company is ready to offer market over 30 descriptions of goods, among them there are 13 proved designs of coiled tubing units.

In addition to the booth near second pavilion unit KM20 shined. It significantly differed from its predecessor presented in Moscow in 2001. According to company specialist Andrei Gil, blue "international" version differs from red one with plastic control cabin, foreign hydraulics. We found A/C not only in driver cabin, but in the

control cabin as well. Such version has been offered to the customers in Russia also.

In the distant pavillion No.3 we did not notice new comers at once. Domestic manufacturers represented coiled tubing unit Uran 20.01, a creation of Voronezh plant. Information on the unit and injector we found on a booth of Pervomaiskchimmash. This pavillion accomodated Foremost company booth. This canadian company specializes on designing and manufacturing of drilling units with coiled tubing, hybrid units as well as drilling units mounted on wheeled and catterpillar snow and swamp mobiles and other related equipment.

It's too early to talk about competition, in fact 80% of companies, working in the region, prefer FID products. But the presence of different manufacturers of coiled tubing equipment makes us optimistic and confident in development trends of new technologies and equipment in oil and gas industry of Russia.

Высококачественное исполнение макетов продукции ФИД было отмечено представителями китайской компании CPTDC

High quality of FID models was marked by the representatives of China Petroleum Technology and Development Corporation

MIOGE колтюбинговую установку «Уран 20.01», детище воронежского предприятия. Информацию о машине и натурный инжектор мы увидели на стенде ОАО «Первомайскхиммаш». В этом же павильоне располагался и стенд канадской компании Foremost. Она специализируется на проектировании и производстве буровых установок с гибкими НКТ, гибридных установок, а также буровых установок, смонтированных на колесных и гусеничных снегоболотоходах, и другого сопутствующего оборудования.

О конкуренции говорить пока рано, ведь более 80% компаний, работающих в регионе, предпочитают продукцию ФИД. Однако присутствие на выставке нескольких производителей колтюбингового оборудования вселяет оптимизм и уверенность в перспективах развития и совершенствования новых технологий и техники в нефтегазовом комплексе России.

КМ20 ФИД

KM20, FID

ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ — БАЗОВЫЙ ВУЗ ТЭК СИБИРИ И РОССИИ

Г.П. Зозуля,
профессор, д.т.н., зав. кафедрой ремонта и восстановления скважин ТюмГНГУ,
В.Н. Сызранцев,
профессор, д.т.н., зав. кафедрой машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности ТюмГНГУ,
В.П. Овчинников,
профессор, д.т.н., зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин ТюмГНГУ

TYUMEN OIL AND GAS UNIVERSITY – BASE INSTITUTE OF HIGHER EDUCATION OF FUEL AND ENERGY COMPLEX OF SYBERIA AND RUSSIA

G.P. Zozulja
Professor, doctor of technical science, Head of department of servicing and well recovery of Tyumen State Oil and Gas University (TSOGU),
V.N. Syzrantsev,
Professor, doctor of technical science, Head of department of mechanisms and equipment of oil and gas industry of TSOGU,
V.P. Ovchinnikov,
Professor, doctor of technical science, Head of drilling department of oil and gas wells of TSOGU

Тюменский индустриальный институт был открыт как кузница кадров для нефтегазового комплекса в 1963 году. Вуз сменил название в 1994 году, когда был переименован в Тюменский государственный нефтегазовый университет.

Мощно и интенсивно развиваясь в соответствии с потребностями региона и страны в инженерных кадрах различного профиля, он стал крупнейшим научно-образовательным центром со своими корпоративными устоями.

Последние 15 лет из своей 42-летней истории, за которые индустриальный институт — нефтегазовый университет превратился в крупнейший нефтегазовый вуз страны, его возглавляет д.т.н., профессор Н.Н. Карнаухов.

Полностью удовлетворяя потребности Западно-Сибирского региона, где добывается 73–75 % нефти и 93 % российского газа, в высококвалифицированных кадрах, вуз стал широко известен за рубежом, о чем свидетельствует интерес к нему со стороны таких ведущих компаний, как «Шлюмберже», «Шелл», «Халибуртон», «Нешнл инструментс» и др. Уже сейчас эти фирмы заинтересованы в специалистах, выпускаемых нашим университетом, студенты приглашаются на производственные практики, а выпускники работают в качестве специалистов на предприятиях фирм.

Tyumen industrial intitution was opened as a source of personnel for oil and gas industry in 1963. The institution changed the name in 1994, when it was renamed to Tyumen State oil and gas university.

Strongly developing in accordance with demands of the market and country for engineering personnel of different profile it changed to a biggest scientific center with its corporate traditions.

The last 15 years from its 42-year history, during that Industrial institution – oil and gas university turned into biggest oil and gas institute of higher education, it is headed with doctor of technical science, professor N.N. Karnaukhov. Fully covering the needs of Western-Syberian region, where they produce 73–75 % of oil and 93 % of russian gas, in highly qualified personnel, the institution became well known abroad, that is proven with interest of such leading companies as Schlumberger, Shell, Halliburton, National Instruments and other. Even today the companies are interested in specialists of our university, the students are invited to industrial practices, and graduates work as specialists for these companies.

Today TSOGU includes 4 educational institutions: Technological, Geology and Geo-

ТюмГНГУ сегодня – это:

• 4 учебных института: Технологический, Геологии и геоинформатики, Нефти и газа, Транспорта; Машиностроительный техникум; лицей.

• На 66 кафедрах по 72 специальностям обучается около 40 000 студентов.

• Подготовку специалистов осуществляют 172 доктора наук, профессора и 513 кандидатов наук, доцентов.

• В аспирантуре и докторантуре по 34 специальностям обучается 334 человека и еще 321 являются соискателями ученых степеней кандидатов и докторов наук.

• Сотрудниками вуза на 12 Диссертационных Советах ТюмГНГУ по 22 специальностям защищены 42 докторские и 181 кандидатская диссертация, более 300 студенческих научных работ отмечены премиями и дипломами.

• Только за последние 5 лет университет выиграл более 100 грантов и научно-технических программ, выполнил договоров на сумму более 200 млн рублей.

• В составе ТюмГНГУ 16 НИИ, в том числе 6 институтов, организованных совместно с РАН: Институт проблем повышения нефтеотдачи, Институт проблем геологии нефти и газа, Институт общей и прикладной криологии с субарктическим учебно-научным полигоном, Институт управления автоматизированных технологий, Институт исследования общества, истории науки и техники Зауралья.

• В составе ТюмГНГУ 18 филиалов, базирующихся в ХМАО, ЯНАО, на юге Тюменской области и в Казахстане.

• Современный библиотечно-информационный центр с фондом более 1 млн книг.

• В составе ТюмГНГУ — Институт повышения квалификации и переподготовки кадров, являющийся одним из крупнейших центров послевузовского образования в Западной Сибири.

В университете обеспечивается поддержание высокого уровня подготовки специалистов, которых за 42 года выпущено более 60 тысяч. Для этого применяются современные методики преподавания, основанные на использовании компьютерных интерактивных технологий, рейтинговой системы оценки знаний, внедряется дистанционная форма обучения со 120 компьютерными лабораторными комплексами, осуществляется организация магистратуры.

Шесть учебных корпусов университета объединяет единая информационная сеть, в которой 5 мультимедийных телевизионных лабораторий, 53 дисплейных класса.

Университет всегда на переднем крае научно-технического прогресса и с уверенностью смотрит в будущее. Сотрудниками университета созданы передовые методики и технологии, современные технические средства, приборы и материалы, применяемые во всех отраслях нефтегазодобычи, начиная от поисков и разведки месторождений нефти и газа и заканчивая транспортированием и переработкой продукции.

Достаточно большое внимание в университете уделяется развитию и совершенствованию колтюбинговых технологий. Следует отметить, что данному направлению на современном этапе практически нет альтернативы, однако эффективное применение новых технологий возможно при разумно организованном и научно обоснованном сервисе нефтяных и газовых скважин. Однако, как и любое новое, колтюбинговое направление, решая сложнейшие задачи, вызывает к жизни новые проблемы, разрешать которые

information, Oil and gas, Transport; Machine-building technical school, Lyceum;

- 66 chairs for 72 specialties for 40 000 students;
- the specialists are trained by 172 doctors of sciences, professors and 513 candidates of technical sciences, assistant professors;
- post-graduate courses train 334 persons for 34 specialitis, 321 persons are competitors for academic degrees of doctors of science;

Буровой обучающий тренажер
Drilling teaching machine

- workers of the institution on 12 dissertation councils of TSOGU for 22 specialities defended 42 doctor and 181 condidate thesis', over 300 student works are marked with prizes and diplomas;
- only during last 5 years the university won over 100 grants and scientific programs, fulfilled agreements for over 200 millions of roubles;
- TSOGU comprises 16 research institutions, as wells as 6 institutions established with RAN: institution for recovery stimulation, institution of oil and gas geology issues, institution of general and applied kryology with subarctic research ordnance yard, institution of automated technologies management, society research institution, institution of science and technic of Ural;
- TSOGU comprises 18 branches, based in CHMAO, YANAO, south of Tyumen region and Kazakhstan;
- state-of-the-art library and information center with over 1 million of books;
- TSOGU comprises institution of raising the level of skills and training, that is one of the biggest centers of post graduate education in Western Syberia.

University provides maintenance of high level of training, during 42 years they trained over 60 thousand of people. For this purpose they use state-of-the-art technologies, based on computer interactive training approaches, rating

должны высококвалифицированные инженерные кадры.

Поэтому уже на первом этапе подготовки специалистов направления «Нефтегазовое дело» должна осуществляться углубленная специализация.

Работа в этом направлении осуществляется в ТюмГНГУ постоянно, и в наибольшей степени в ней заняты кафедры «Ремонт и восстановление скважин», «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности», «Бурение нефтяных и газовых скважин». В рамках специализации «Капитальный ремонт скважин» студенты изучают колтюбинговые технологии и технику в составе дисциплин:

1. Нетрадиционные технологии ремонта скважин.
2. Ремонт и восстановление скважин.
3. Осложнения и аварии при ремонте скважин.
4. Строительство дополнительных стволов из эксплуатируемых скважин.

Все студенты специализации выполняют курсовые работы и проекты по данным профилирующим дисциплинам. А лучшие проходят производственные и преддипломные практики на предприятиях, эксплуатирующих колтюбинговую технику (Сургутское УПНП и КРС, ДООТ «Тюменбургаз», ООО «Ямбурггаздобыча», ООО «Надымгазпром»), выполняют дипломные проекты и получают направление на работу на эти предприятия, где они в настоящее время востребованы.

По эффективному применению колтюбинговых технологий в ТюмГНГУ сформировалось научное направление с участием сотрудников кафедр нефтегазового профиля. Кафедра «Ремонт и восстановление скважин» является официальным экспертом колтюбинговых технологий в газовой отрасли и активно сотрудничает с управлением по добыче газа и газового конденсата ОАО «Газпром», отраслевыми институтами ОАО «ТюменНИИгипрогаз», ОАО «ВНИИГАЗ», ОАО «СевКавНИПИгаз», производственными организациями УИРС «Уренгойгазпром», УИРС «Ямбурггаздобыча», Сургутским и Федоровским УПНП и КРС, Ноябрьским «КРС-Сервис» и др.

В рамках этого сотрудничества разрабатываются регламенты на производство различных видов работ с помощью установок гибких труб (ГТ), перспективные составы технологических растворов и изолирующих композиций, технологии их применения в различных горно-геологических условиях, организационные вопросы и решения по охране недр и окружающей среды.

На кафедре «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности» разрабатываются вопросы диагностики усталости непрерывной трубы.

Практика обслуживания скважин с использованием гибких колонн насосно-компрессорных труб свидетельствует, что одним из критериев разрушения непрерывной трубы является ее малоцикловая усталость. Традиционные методы диагностики усталости основаны на измерении возникающих на поверхности трубы деформаций (напряжений) и сравнении их с допустимыми, устанавливаемыми в результате испытаний образцов из материала трубы на

system of knowledge evaluation, they introduce remote study with 120 computer laboratory systems, they plan to open the magistrates.

Six buildings of the university are connected with united net, that comprises 5 multimedia laboratories, 53 display rooms.

University is on the leadign edge of technological progress and looks into the future with confidence. The workers of the university created advanced methods and technologies, state-of-the-art technical means, appliances and materials, applied in the fields of oil and gas recovery, from exploration activity to transport and refinery.

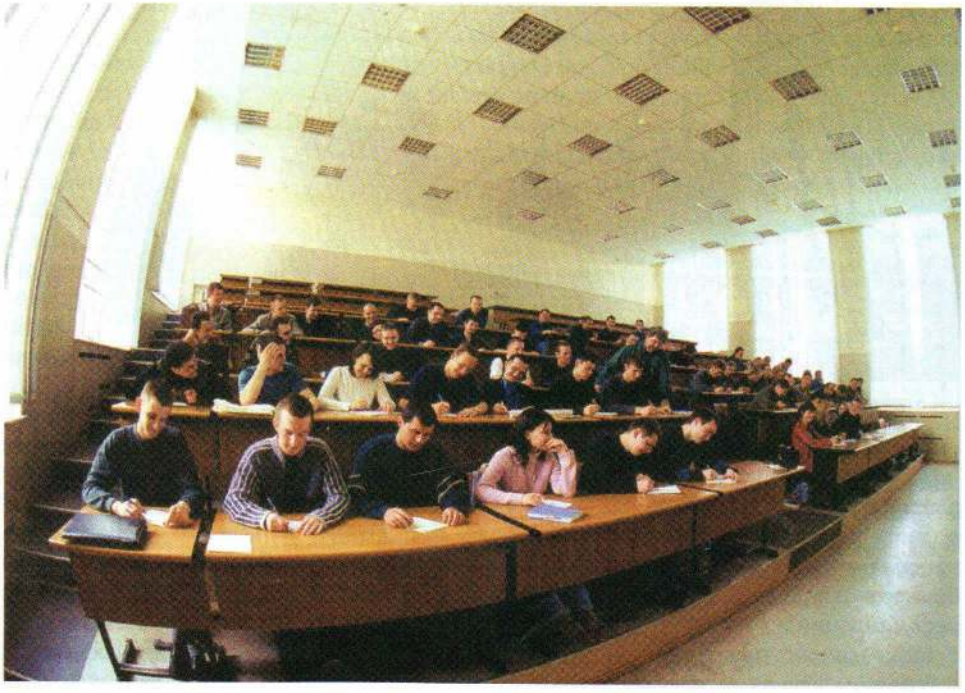
University pays great attention to development and perfection of coiled tubing technologies. We should admit that today there is no alternative, however the effective use of new technologies is possible with reasonable organized and and scientifically validated servicing of oil and gas wells. However as any new trend, coiled tubing trend sovling the most complicated tasks issues new challenges to be solved with qualified engineering personnel.

For its solution on the first stage there must take place deep specialization while preparing specialists of "Oil and gas business".

TSOGU constantly works in this field, to the great extent involved chairs of Well servicing and workover and Equipment of oil and gas industry, Drilling of oil and gas wells. Whithin the frames of specialization Well workover specialists study coiled tubing technologies and equipment as a part of subjects:

1. Non-convenient ways of well servicing
2. Well servicing and workover.
3. Complications in well servicing.
4. Construction of additional bores from operated wells.

All the students of the specialization prepare term papers and projects for these disciplines. The best have industrial and before-graduation practical work at companies that operating coiled tubing equipment (Surgut UPNP and KRS, Tyumenburgaz, Yamburggazdobycha, Nadymgazprom), prepare diploma plojects and obtain working places at this companies, that have demand for these specialists.



малоцикловую усталость или рассчитанными на основе статических прочностных характеристик материала трубы. В то же время данный подход не учитывает при оценке технического состояния трубы процесс накопления усталостных повреждений, являющийся функцией случайного спектра нагрузок и деформаций, воздействующих на трубу при ее эксплуатации. Разработка средств и методов определения накопленных усталостных повреждений в процессе эксплуатации машин является важнейшей проблемой, без решения которой диагностика остаточного ресурса по усталости изделий невозможна. Анализ разработанных к настоящему времени как в нашей стране, так и за рубежом таких средств и методов свидетельствует, что их арсенал весьма невелик. Среди них перспективными для диагностики накопленных усталостных повреждений в гибкой трубе являются датчики деформаций интегрального типа (ДДИТ). Опыт применения датчиков при определении характера распределения циклических напряжений, загруженности, диагностики усталости и остаточного ресурса различных деталей и металлоконструкций машин свидетельствует о больших потенциальных возможностях датчиков при оценке технического состояния исследуемых изделий.

Для оценки накопленных усталостных повреждений в гибкой трубе по показаниям ДДИТ в ТюмГНГУ разрабатываются специальные методики, включающие определение в процессе циклического нагружения образцов из гибкой трубы для датчиков тарировочных зависимостей, связывающих число циклов деформирования и амплитуду циклических деформаций по различным критериям оценки реакции датчиков, отражающих величину накопленных повреждений.

Сотрудники ТНГУ в ОАО "Сургутнефтегаз"
TSOGU employers in Surgutneftegaz

На кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» разрабатываются современные технологии бурения дополнительных стволов с помощью ГТ, анализируется опыт, накопленный в Сургутском «Управлении по забуриванию боковых стволов» и в ОАО «Газпром», разрабатываются рекомендации по управлению траекторией таких стволов в процессе их сооружения.

В целом, успешное решение проблем колтюбинга требует комплексного подхода с созданием специального центра, полигона, открытия новых специальностей и специализаций по сервису в нефтедобыче, координации усилий ведущих вузов нефтегазового профиля страны.

Regarding effective application of coiled tubing technologies in TSOGU there appeared scientific trend with participation of workers of chairs of oil and gas. The chair Well servicing and workover is an official expert of coiled tubing technologies in the gas field and actively works in this field with administration of gas production and gas condensate of Gazprom, branch institutions of TyumenNIIgiprogaz, VNIIGAZ, SevKavNIPIgaz, industrial companies: Urengoigazprom. Yamburggazdobycha, Surgut and Fedorovski UPNP and KRS, Noyabsk KRS-Service and other.

Within the frames of the cooperation there are developed regulations for different types of jobs with the help of coiled tubing units, developed prospective compositions of working solution and isolating agents, technologies of their use in various conditions, issues and solutions for bowels protection and environment.

The chair Equpiment of oil and gas industry develops issues of diagnostics of coiled tubing fatigue.

The practice of well servicing proves that with the use of coiled tubing strings that one of criterias of tubing destruction is the low cycle fatigue. The convenient methods of fatigue diagnostics are based on measuring of deformations arising on a surface of the tubing and comparing it with allowable samples, that have been obtained during tests for low cycle fatigue or designed on a basis of static mechanical properties of the tubing material. At the same time this approach does not consider the accumulated fatigue that is a function of accidental fange of loads and deformation, that affect the tubing as it is being operated. The development of means and approaches of detecting the accumulated stress is the major problem, without solution of which the diagnostics of residual fatigue life is not possible. The analysis of developed of such means and approaches in our country and abroad shows that the range of such technologies is not wide. The most prospective among them is the use of deformation sensors of integral type. The aplication experience of the sensor for estimation of distribution of syclic loads, loads, fatigue estimation and residual life of various parts and me-talworks proves the huge potential of the sensors in estimation of condition of the expamined products.

In order to esimate the accumulated fatigue in coiled tubing accoring to the readings of the sensors, TSOGU develops special methods that comprise estimation while cyclic loading samples of coiled tubing for sensors of calibration dependences, that connect the number of degorming cycles and amplitude of cyclic deformations according to different criterias of sensors response, that reflect the value of accumulated stress.

The chair Drilling of oil and gas wells develops state-of-the-art technologies of sidetracking with coiled tubing, analyses experience obtained by Surgut administration for sidetracking and Gazprom, develops recommendations for steering the bore as it is being drilled.

In general the sucessful solution of the issues with coiled tubing requires system approach with creation of special center, ordnance yard, creation of new specialties and specializations for servicing in oil recovery, coordination of forces of leading institutions of the oil and gas profile of the country.

ПРОИЗВОДСТВО ТРУБ ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В РОССИИ

С.И. Пыхов, А.В. Брылкин,
ОАО "Уралтрубмаш"

S.I. Pykhov, A.V. Brylkin,
Uraltrubmash

COILED TUBING MANUFACTURING IN RUSSIA

К 30-летию выполнения первой операции капитального ремонта скважины с использованием отечественного колтюбингового агрегата и отечественной трубы

Dedicated to the 30-th anniversary of first coiled tubing well workover with domestic coiled tubing unit and domestic tubing

Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» в 1993 году начала реализацию проекта, обеспечивающего независимость нефтегазовой отрасли от зарубежных поставок труб для нефтяных насосов и колтюбинговых технологий. Подписанный президентом нефтяной компании «ЛУКОЙЛ» В.Ю. Алекперовым документ предусматривал строительство нового завода для производства таких труб в городе Челябинске, рядом с Уральским научно-исследовательским институтом трубной промышленности (УралНИТИ).

Новый завод назвали ОАО «УралЛУКтрубмаш». Последовательно сменившие друг друга Председатели Совета директоров нового предприятия А.В. Беззубов, В.Ф. Лесничий, А.С. Смирнов настойчиво и целеустремленно руководили реализацией проекта, строительством и развитием завода по производству уникальных импортозамещающих труб для нефтегазового комплекса страны. В итоге ОАО «УралЛУКтрубмаш» оснащено самым современным технологическим оборудованием и уникальными средствами контроля, обеспечивающими выпуск труб высокого качества. Практически вся продукция предприятия — импортозамещающая.

За основу технологии производства длинномерных труб в бунтах на ОАО «УралЛУКтрубмаш» была принята разработанная УралНИТИ (директор — д.т.н. Ю.И. Блинов, руководитель работ — зав. лабораторией, к.т.н. Ю.В. Самарянов, исполнитель — с.н.с. И.П. Макаров) технология производства опытно-промышленных длинномерных труб в бунтах на Челябинском трубопрокатном и на Северском трубном заводах с отделкой этих труб (укрупнение рулонной заготовки, очистка от окалины, дефектоскопия, гидроиспытания, ремонт, упаковка, отгрузка) в УралНИТИ. По техническому заданию УралНИТИ Центральный НИИ черной металлургии ЦНИИЧерМет; (руководитель работы — зав. лабораторией качественных сталей д.т.н. В.Н. Зикеев, исполнитель — с.н.с. Г.Г. Иржов) совместно с Череповецким металлургическим заводом «Северсталь» была разработана коррозиестойкая сталь марки 10ГМФ, близкая по свойствам стали марки А606, из которой за рубежом изготавливали длинномерные трубы в бунтах. Первые в нашей стране технические условия на трубы сварные длинномерные в бунтах ТУ 14-3 1470-86 разработаны также институтом в 1986 году. В 2000 году уже совместно с ОАО «УралЛУКтрубмаш» разработаны новые технические условия ТУ 14-3Р-38-2000.

In 1993 LUKOIL oil company have begun execution of the project, providing independency of oil and gas branches from foreign tubing for oil pumps and coiled tubing technologies supply. The document signed by president of LUKOIL V.Y. Alekperov provided for construction of a new plant for tubing manufacturing in Cheliabinsk, near research-and-development institution of tubing industry – UralNITI.

New plant was called UralLUKtrubmash. Consecutively changing each other Chairman of Board of Directors of new plant A.V. Bezzubov, V.F. Lesnichiy, A.S. Smirnov emphatically and purposefully led the project, factory construction and development aimed at manufacturing of unique import-substituting tubing for oil and gas industry. As a result UralLUKtrubmash is equipped with the state-of-the-art equipment and unique inspection means providing high quality tubing manufacturing. Almost all factory products are import-substituting.

As a basis for coiled tubing manufacturing at UralLUKtrubmash there has been chosen the technology developed by UralNITI (director, doctor of technical science Y.I. Blinov, laboratory head, candidate of technical science Y.V. Samarya-nov, executor senior researcher I.P. Makarov). That was the technology of experimental-industrial coiled tubing production at Cheliabinski Tubing plant and Severski Tubing Plant with tubing smoothing (enlargement of roll billet, scale removal, flaw detection, hydraulic test, repairs, packing, dispatching) to UralNITI. According to requirements specification of UralNITI, Central research institution of ferrous metallurgy CNIICherMet (works supervisor – head of labaratory of quality steel, doctor of technical science V.N. Zikeev, executor senior researcher G.G. Irzhov) along with Cherepovets metallurgical works Severstal have been developed corrosion-resistant steel, grade 10GMF, that has similar to A606 mechanical properties, a coiled tubing is manufactured from abroad. The first technical specifications for coiled tubing TU 14-3 1470-86 were also developed by the institution in 1986. In 2000 along with UralLUKtrubmash they developed new technical specifications TU 14-3R-38-2000. Uraltrubmash manufactures its products in accordance with these technical specifications. The perfection of steel 10 GMF is carried out along with CNIICHERMET and Cherepovets metallurgy plant Severstal.

По этим ТУ ОАО «Уралтрубмаш» выпускает продукцию и сегодня. Совершенствование стали 10 ГМФ осуществляется совместно с разработчиком (ЦНИИЧерМет) и Череповецким металлургическим комбинатом «Северсталь».

Размеры выпускаемых труб: наружный диаметр — 33,5 мм и 38,1 мм, толщина стенки — 3,0 мм и 3,2 мм, длина — до 6000 м. Трубы поставляют намотанными на металлический барабан наружным диаметром 2850, 3050 или 3150 мм, шириной 1700 мм. Оборудование завода позволяет выпускать трубы в бунтах наружным диаметром от 25 до 60 мм. Производственные мощности завода достаточны для полного удовлетворения потребности российских потребителей в этом виде продукции.

Трубы сертифицированы в системе сертификации ГОСТ Р Госстандарта России. Система качества предприятия сертифицирована на соответствие требованиям международного стандарта ИСО 9001:2000.

Трубы предназначены для ремонта нефтяных и газовых скважин глубиной до 3000 м. Механические свойства труб обеспечивают безаварийную работу при многократном использовании. Поставщик гарантирует работоспособность труб не менее чем при 50 спускоподъемных операциях, однако в реальных условиях эксплуатации каждой трубой производства ОАО «Уралтрубмаш» как правило выполняется более сотни спуско-подъемов.

Начиная с 1999 года ОАО «Уралтрубмаш» поставляет длинномерные трубы в бунтах в ППДП «БелФИДпром», ОАО «Сургутнефнегаз», ОАО «Уренгойгазпром», ОАО «ЛУКОЙЛ» и другим нефтегазодобывающим предприятиям.

ОАО «Уралтрубмаш» производит длинномерные трубы в бунтах из стальной полосы на трубоэлектросварочном агрегате.

Высокое качество труб обеспечивает современная, постоянно совершенствуемая технология производства, в том числе объемная термическая обработка, а также многократный контроль и испытания продукции. В процессе производства трубы подвергаются технологическим испытаниям на раздачу и сплющивание, механическим испытаниям на растяжение, неразрушающему магнитному 100%-ному контролю сварного шва, 100%-ному неразрушающему вихретоковому контролю всего сечения трубы, 100%-ному визуальному контролю наружной поверхности труб, неразрушающему акустическому контролю поперечных стыков, испытанию внутренним гидравлическим давлением и испытаниям на циклический упруго-пластический знакопеременный изгиб натурных образцов труб в условиях, приближенных к условиям эксплуатации. По согласованию с заказчиком образцы труб дополнительно могут быть испытаны знакопеременным циклическим изгибом с одновременным нагружением внутренним давлением до 25 МПА.

Критерии качества всех видов испытаний соответствуют принятым для оценки качества длинномерных труб в бунтах за рубежом. Завод оснащен всеми необходимыми средства-

The O.D.s of manufactured tubing: 33.5 mm and 38.1 mm, wall thickness is 3.0 mm and 3.2 mm, length up to 6000 m. The tubing is delivered spooled onto a reel with one of the following O.D.'s: 2850, 3050 or 3150 mm, width 1700 mm. The factory equipment allows to manufacture coiled tubing O.D.s ranging from 25 to 60 mm. The production facilities of the plant are enough to satisfy the needs of russian customers in this kind of product.

The tubing has been certified in a certification system GOST R of Gosstandard of Russia. The enterprise quality system has been certified for the comformance to requirements of internation standard ISO 9001:2000.

The tubing is designed to service oil and gas wells up to 3000 m. Mechanical tubing properties provide accident-free operation during repeated use. The supplier guarantees workable conditions at no less than tips 50 triping cycles, however the real number of working tripping cycles as a rule is over 100.

From 1999 Uraltrubmash supplies coiled tubing to BelFIDprom, Surgutneftegaz, Urengoigazprom, LUKOIL and other oil and gas producing companies.

Uraltrubmash manufactures coiled tubing from steel stipes with tubing electrical welding machines.

The high quality of tubing is provided with state-of-the-art, continuously perfected manufacturing technology, as well as volumetric thermal processing, as well as repeated inspection and product testing. While manufacturing the tubing is being subjected to technological testing for distribution and flattering, mechanical testing for elongation, non-destructing magentic 100 % inspection of weld seam, 100 % non-destructing vortex-current controll of all the tubing cross-section area, 100 % visual inspection of outer surface, non-destructing acoustic control of cross joints, testing with intenal hydraulic pressure and testing with cyclic elasto-plastic alternating loads of tubing samples under condition similar to operating. According to agreement with customer the tubing samples could additionally be tested with cyclic elasto-plastic alternating loads with internal pressure up to 25 mPa.

The quality criterion of all kinds of testing conforms to accepted criterion of tubing tessting abroad. The factory is equipped with all the necessary means of quality control and coiled tubing testing, as well with unique unit for cyclic tubing testing under conditions similar to operating (patent of Russian Federation No.2150686).

From the very beginning of the tubing manufacturing the specialists of Uraltrubash aimed at complete satisfaction of customer needs and expectatons. The first tubing samples were comprehensively tested by the best domestic and foregn research institutions. Conclusion, as a result of the testing is that domestic tubing is not worse than foreign, corresponding QT70 grade.

The factory offers the comprehensive range of services for the customers: manufacturing of transporting reel for any size of

ми контроля качества и испытаний длинномерных труб в бунтах, в том числе уникальной установкой для циклических испытаний труб в условиях, близких к эксплуатационным (патент РФ № 2150686).

С самого начала организации производства длинномерных труб специалистами ОАО «УралЛУКтрубмаш» был взят курс на всемерное удовлетворение требований и ожиданий потребителей. Первые партии труб были всесторонне исследованы в лучших отечественных и зарубежных исследовательских центрах. Вывод в результате всех этих исследований был однозначен: отечественные трубы не хуже импортных, соответствующих марке QT 70.

Завод предлагает целый комплекс дополнительных услуг для потребителей: изготовление транспортных барабанов для труб любого размера и для разных типов колтюбинговых агрегатов, транспортировка труб из Челябинска к месту использования, консультация персонала и подготовка рекомендаций по эксплуатации и увеличению срока службы трубы, консультация обслуживающего персонала по вопросам сварки поперечных стыков труб, обучение персонала приемам сварки поперечных стыков, настройка сварочного оборудования для сварки поперечных стыков, помощь в утилизации отработанных труб.

Правила эксплуатации труб стальных сварных длинномерных в бунтах изложены в Руководстве по эксплуатации РЭ-ДТБ-02. Это руководство выдается каждому потребителю вместе с бунтом длинномерных труб. Оно включает в себя: общие указания, указания мер безопасности, порядок установки бунта для перемотки на рабочий барабан спуско-подъемной или размоточной установки, подготовка к работе, порядок работы, измерение параметров, проверка технического состояния, возможные дефекты и способы их устранения, правила хранения, транспортирование, погрузка и выгрузка.

Предприятие постоянно изучает условия и особенности работы труб у потребителей. Руководители и специалисты предприятия выезжают на места эксплуатации длинномерных труб в Сургут, Белоруссию, Усинск, Новый Уренгой, Когалым, Оренбург, Саратов. Потребители высылают по запросам ОАО «Уралтрубмаш» подробную информацию о работе труб на своих месторождениях.

В 2002 году в Челябинске состоялась конференция потребителей труб в бунтах на тему «Обобщение опыта, пожеланий, требований, претензий и ожиданий потребителей для улучшения качества отечественных длинномерных труб в бунтах». В работе конференции приняли участие 35 специалистов, представителей практически всех организаций — потребителей труб.

На конференции обсуждались вопросы качества и долговечности при эксплуатации длинномерных труб в бунтах, производимых ОАО «Уралтрубмаш», специалисты ознакомились с организацией производства. Участники конференции рекомендовали ОАО «Уралтрубмаш» совместно с потребителями проанализировать и обобщить опыт эксплуатации длинномерных труб в бунтах собственного производства и разослать предприятиям нефтяной и газовой промышленности информацию о результатах этого анализа; обеспечить повышение эксплуатационных характеристик длинномерных труб; организовать выпуск труб наружным диаметром 44,5 мм и 60 мм по заказам нефтегазодобывающих предприятий.

Участники конференции рекомендовали ОАО «Северсталь» (г. Череповец) повысить качество штрипса для производства длинномерных труб до уровня зарубежных аналогов, а потребителям длинномерных труб в бунтах — принять предложение ОАО «Уралтрубмаш» об организации как в Челябинске, так и на местах обучения операторов приемам

the tubing and for different types of coiled tubing units, tubing delivery from Cheliabinsk to the point of end use, personell training, recommendations for operation and life time increase, consulting and training on butt-welding, setting up of welding equipment, assistance in utilization of waste tubing.

The regulations on coiled tubing use are given in operating manual RE-DBT-02. This manual is given to each customer with tubing spool. The manual comprises: general provisions, safety regulations, the procedure of spool installation for respooling onto working reel of working or spooling unit, rig up, working order, parameter changing, technical condition inspection, possibles failures and ways to fix it, storage regulations, loading and unloading.

The enterprise constantly studies working conditions and pecularities of tubing operation. Managers and specialists of the enterprise visit companies that operate the tubing in Surgut, Belarussia, Usinsk, Novy Urengoi, Kogalym, Orenburg, Saratov. Customers send Uraltrubmash the detailed information on tubing operation on their fields.

Установка механических испытаний труб/Mechanical test machine

In 2002 in Cheliabinsk tubing users conference took place, it was dedicated to "Summarizing equipment, wishes, requirements, claims and customer expectations for coiled tubing quality improvement". 35 specialists have taken part in this conference, representing almost all the consumer organizations.

During the conference there were discussed quality and durability issues of tubing manufactured by Uraltrubmash, specialists studied the organization of production. Participant of the conference recommended UralLUKtrubmash along with cutomers to study and summarize operating experience of coiled tubing and to send gas and oilfiled enterprises information on results of the study, provide for increase of operating properties of the tubing, launch production of 44.5 mm and 60 mm tubing O.D.s according to requests of oil and gas producing conmpanies.

Participant of the conference recommended Severstal (Cherepovets) to improve quality of stripes for coiled tubing manufacturing in accordance with world levels and consumers of the tubing to accept proposal of Uraltrubmash on operator training, tubing repairing technology, in Cheliabinsk and at the fields. There has been considered proposal of Techniche-skaya diagnostika (Perm) on research and diagnistics of tubing after use for the purpose of determination of the remained service life.

Business and partner relations has been established among Uralrubmash and Byelorussian and Surgut colleagues, with

работы с трубой, технологии ремонта труб. Рассмотрено предложение ООО «Техническая диагностика» (г. Пермь) о проведении обследования и диагностики длинномерных труб после эксплуатации с целью определения остаточного ресурса труб.

Деловые, партнерские отношения сложились у ОАО «Уралтрубмаш» с белорусскими и сургутскими коллегами, со специалистами Череповецкого металлургического комбината и Института качественных сталей ЦНИИЧерМет. С разработчиками и изготовителями оборудования из Белоруссии налажен постоянный обмен информацией, и налицо взаимный учет требований, пожеланий и рекомендаций, направленных на увеличение срока службы длинномерных труб в бунтах.

Специалисты Сургута, имея самый большой в России опыт работы с импортной длинномерной трубой, организовали широкомасштабные производственные и лабораторные сравнительные испытания импортных труб и труб производства ОАО «Уралтрубмаш». С учеными и производственниками металлургической отрасли проведена работа по совершенствованию технологии изготовления стали для производства длинномерных труб в бунтах.

Сургутским управлением по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин и предприятием ОАО «Уралтрубмаш» совместно разработана и утверждена методика проведения и анализа сравнительных испытаний работоспособности длинномерных труб в бунтах в условиях эксплуатации и в лабораторных условиях. Методикой предусмотрен обмен информацией о результатах лабораторных испытаний на циклический изгиб и оценки работоспособности труб в условиях эксплуатации. После накопления и анализа указанных данных предусмотрена разработка согласованной двумя сторонами методики оценки предельного срока службы длинномерных труб в бунтах в конкретных условиях эксплуатации по результатам лабораторных испытаний.

В процессе расследования претензий потребителей выявлены три группы причин недостаточно высокого срока службы длинномерных труб: нанесение повреждений на поверхность трубы в процессе эксплуатации, неквалифицированные действия персонала при эксплуатации труб и внутренние дефекты металла, не выявляемые существующими методами контроля сплошности материалов.

В процессе эксплуатации и испытаний импортных труб и труб производства ОАО «Уралтрубмаш» не выявлено существенных различий в сроке их службы. И для импортных, и для отечественных труб основной показатель долговечности — количество спускоподъемных операций — по крайней мере в два раза превышает гарантированные изготовителями 50–60 циклов.

ОАО «Уралтрубмаш» намерен и в дальнейшем развивать и совершенствовать партнерские отношения с ФИД в направлении получения взаимной выгоды от сотрудничества и повышения качества выпускаемой партнерами продукции; расширять сортамент выпускаемых труб с учетом использования их в разрабатываемой ФИД технике, в первую очередь труб наружным диаметром 44,45, 60,3, 73,0 мм, конических труб, а также труб диаметром 19,05, 25,4, 33,5, 38,1, 44,45, 60,3, 73,0 мм с электрогеофизическим кабелем внутри; осваивать производство и использовать длинномерные трубы из стали с улучшенными механическими характеристиками для работы в среде сероводорода; совершенствовать методы и технику для испытания длинномерных труб в бунтах, в том числе организовать испытание бунтов гидравлическим давлением до 105 МПА; предусмотреть антикоррозионное полимерное покрытие внутри трубы, увеличить прочность трубы, обеспечив возможность работы ее на глубине до 5000 метров.

specialists of Cherepovets metallurgical works and Insitution of Quality Steel CNIICherrmet. The information exchange is established with designers and manufacturers of equipment from Belarus, and to the present there is a mitual requirements, desires and recommendations consideration, aimed at coiled tubing lifetime increase.

Specialists of Surgut, posessing the largest in Russia foreign coiled tubing working experience, organized the large-scale manufacturing and laboratory comparative testing of foreign and Uraltrubmash tubing. Scientists and persons engaged in production worked on perfection of steel production for coiled tubing manufacturing.

Surgut administration for oil recovery increase and well workover and Uraltrubmash jointly have developed and aproved methods of conducting and analysis of different tests and tubing efficiency under working and laboratory conditions. The methods provide for information sharing on results of laboratory testing for cycling bending and evaluation of tubing efficiency under working conditions. After gathering and analysis of mentioned data they provide for development of mutually aproved evaluation method of coiled tubing service limit under specified working conditions according to laboratory test results.

Настройка трубосварочного стана
Tube-welding mill setup

During operation and testing of foreign tubing and Uraltrubmash tubing they found no difference in tubing lifetime. For foreign and domestic tubing the main durability indicator – number of trips at least exceed the guaranteed by manufacturer 5–60 cycles at least in two times.

Uraltrubmash indends to develop and improve partner relations with FID in future for the purpose of mutual beneficial cooperation and product quality increase; widen the range of manufactured by Uraltrubmash products considering its use with FID units, and in the first turn with following O.D.s: 44.45, 60.3, 73.0 mm, tapered strings, as well as tubing with O.D.s: 19.05, 25.4, 33.5, 38.1, 44.45, 60.3, 73.0 mm, with logging cable installed, master manufacturing and use coiled tubing with improved mechanical properties for environments with hydrogen sulphide, improve methods and equipment for the coiled tubing testing, as well as to organize coiled tubing spools pressure tests up to 105 mPa, provide for corrosion resistant polymer coating inside tubing, increase tubing durability, providing tubing working capacity in depths up to 5000 meters.

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

С.А. Акопов, Г.Т. Сазонов, М.В. Уклеин, П.В. Русакевич, Т.А. Карапетова
(ОАО «СевКавНИПИгаз»)

S.A. Akopov, G.T. Sazonov, M.V. Uklein, P.V. Rusakevich, T.A. Karapetova
(SevKavNIPIgaz)

TECHNICAL MEANS FOR WELL WORKOVER WITH COILED TUBING UNITS

В настоящее время на многих промысловых предприятиях газовой отрасли применяются колтюбинговые установки, позволяющие производить очистку призабойной зоны скважины от продуктов разрушения пласта. Широкое их использование сдерживается в основном из-за значительного износа стальной гибкой трубы и отсутствия возможности ее ремонта или замены на новую.

Для решения вопроса извлечения поврежденного участка труб, а также обеспечения технологии промывки забоя скважины в соответствии с требованиями экологической безопасности были разработаны и изготовлены специальные технические средства и инструмент для осуществления замкнутой циркуляции, очистки рабочего агента и проведения ремонтных работ на скважинах:

- устройство для извлечения из скважин труб;
- устройство сварки труб;
- блок очистки и дегазации рабочего агента.

Устройство для извлечения из скважин труб предназначено для проведения ловильных работ внутри НКТ и извлечения гибких труб колтюбинговой установки.

Конструкция данного устройства имеет возможность центровки гибкой трубы в колонне НКТ и ее одновременного захвата по внутреннему и наружному диаметрам. Существующие же конструкции труболовок подразделяются на внутренние либо наружные, что, в свою очередь, приводит к разрыву тела гибкой трубы или к ее смятию и, соответственно, к невозможности извлечения из скважины. Сложность заключается и в центровке гибкой трубы, поскольку после ее обрыва она находится в скважине в сильно изогнутом волнообразном виде, что приводит к плотному прилеганию оборванного конца к стенке НКТ.

Принцип конструкции разработанного устройства позволяет извлекать гибкие трубы различного диаметра и использовать его в нормативных типоразмерах НКТ.

Устройство сварки труб (рис.1) позволяет сваривать концы гибкой трубы в случае обрыва в скважине при ее извлечении, приспособлено для работы в промысловых (полевых) условиях, так как располагается в кузове автомобиля или на борту автоприцепа совместно с баллонами сжатого воздуха. Возможно применение как газовой, так и электросварки.

На рис.1 устройство сварки труб показано в рабочем положении. Пневматические камеры 12 присоединяются к баллонам сжатого воздуха посредством резиновых напорных рукавов через вентиль-редукторы. Устройство устанавливается на площадке для сварки в удобное положение для фиксации свариваемых труб. Платформа с закрепленными на ней устройствами ставится в исходное крайнее положение. Конец свариваемой трубы нагревается сварочной горелкой до температуры 650–750 °С и укладывается в вальцовочную матрицу 4, в которой происходит обжатие и вальцовка конца трубы. Другой конец трубы укладывается в рихтовочную матрицу 5, в которой происходит также обжатие и рихтовка конца трубы.

После вальцовки и рихтовки концов труб пневматические камеры отключаются, освобождаются концы труб, которые

Nowadays many enterprises of gas branch employ coiled tubing units that allow bottomhole zone cleaning from bed deterioration products. The wider use is restricted mainly with significant coiled tubing wearing out and no opportunity to replace it with a new one.

In order to exclude the damaged tubing segment and provide technology of bottomhole zone flushing in accordance with requirements of ecological safety there are developed and manufactured special technical means and tool for closed loop circulation, cleaning working agent and well servicing activities:

- tubing fishing tool;
- tubing welding device;
- working agent cleaning and degassing unit.

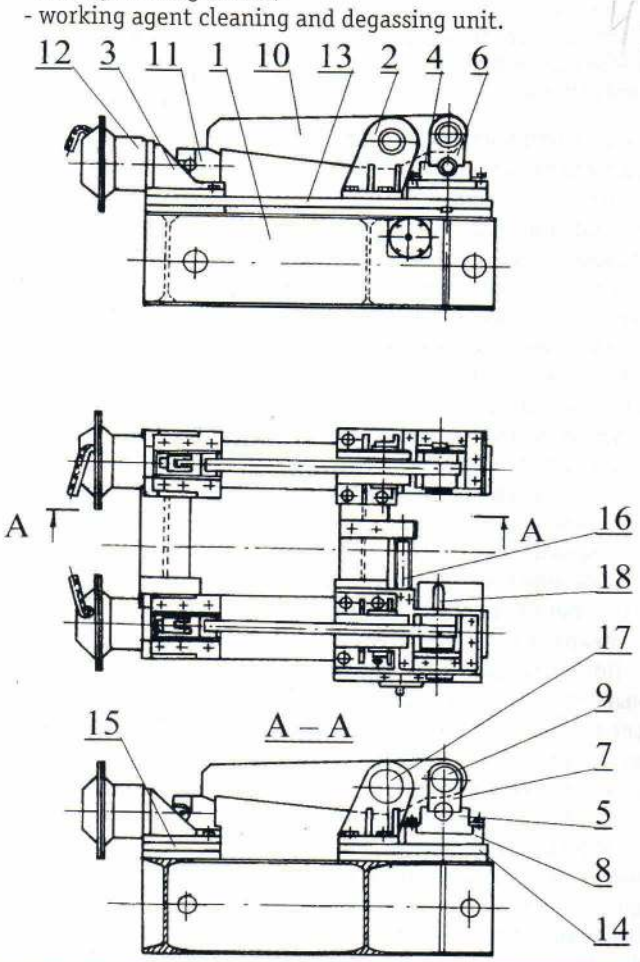


Рис. 1. Устройство сварки труб

1–рама; 2, 3–опора; 4– вальцовочная матрица; 5– рихтовочная матрица; 6–вальцовочный пуансон; 7–рихтовочный пуансон; 8–обойма; 9–ось; 10–коромысло; 11–ползун; 12– пневматическая камера; 13–платформа; 14, 15–плита; 16–винт; 17–ось; 18–шпонка

Fig. 1. Tubing welding device

1–frame, 2, 3–support, 4–roller matrix, 5–straightening matrix, 6–roller chisel, 7–straightening chisel, 8– iron ring, 9–axle, 10–rocker, 11–slide–block, 12–air bladder, 13–platform, 14, 15–plate, 16–screw, 17–axle, 18–bushing key

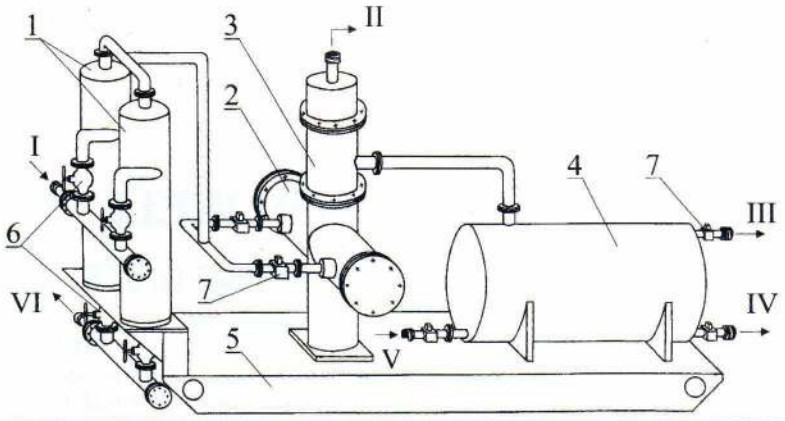


Рис. 2. Блок очистки и дегазации рабочего агента

1–объемный сепаратор; 2–гаситель потока; 3–дегазатор; 4–технологическая емкость; 5–рама–салазки; 6–задвижка; 7–кран пробковый; I–вход для рабочего агента из скважины; II–выход для газа на факел; III–выход для очищенного рабочего агента; IV–выход для вымыва мелкого песка; V–вход для промывки мелкого песка; VI–выход для вымыва крупного песка

Fig. 2. Cleaning and degassing unit of working agent

1–volumetric separator; 2–flow dampener; 3–degasser; 4–processing tank; 5–frame–slide rails; 6–gate; 7–plug valve; I–working inlet from the well; II –flare gas outlet; III–outlet for processed working agent; IV–outlet for sand carryout; V–inlet for sand flushing; VI–outlet for coarse sand

выдвигаются навстречу друг другу на длину 120 мм каждый, после чего прижимаются пуансонами 6, 7 включением пневматических камер 12. Перемещением платформы 13 производится стыковка концов трубы, а затем их сварка газовой горелкой либо электросваркой.

После сварки стыка труб отключаются пневматические камеры 12, отжимаются пуансоны 6, 7, освобождая тем самым трубу. Трубу вытаскивают из устройства сварки, платформу 13 перемещают в исходное положение, процесс сварки трубы завершен.

Блок очистки и дегазации рабочего агента (рис. 2) предназначен для капитального ремонта скважин с использованием колтюбинговой установки и обвязки устья с целью выравнивания пульсаций давления рабочего агента, выходящего из скважины.

Блок очистки и дегазации рабочего агента включает в себя два объемных сепаратора 1, гаситель потока 2, дегазатор 3 и технологическую емкость 4.

Поступающий из скважины рабочий агент, загрязненный продуктами очистки скважины, подается в объемные сепараторы 1, где происходит выравнивание пульсаций давления рабочего агента, выходящего из скважины, и оседание крупных частиц вынесенного из скважины песка. Далее рабочий агент подается в гаситель потока 2, из которого поднимается в дегазатор 3. Внутри дегазатора рабочий агент, разбиваясь о сменный стакан, падает вниз, дегазируется и изливается в технологическую емкость 4. Отделившийся газ отводится через газовый патрубок на факел и сжигается.

В технологической емкости 4 происходит оседание мелких частиц песка, рабочий агент через верхний патрубок подается на насос и повторный круг циркуляции.

Технические средства для капитального ремонта скважин с использованием колтюбинговой установки разработаны впервые на основании изучения результатов практической работы, успешно прошли приемочные испытания.

Испытания устройства для извлечения из скважины труб и устройства сварки труб проводились на опытно-экспериментальной базе ОАО «СевКавНИПИгаз». При этом все параметры фиксировались станцией контроля и регистрации

A tool for tubing fishing is designed to fish tubing inside tubing string.

The design of the tool provides centering the tubing inside tubing string and simultaneous grapping tubing O.D. and I.D. Existing fishing tools could be subdivided into the one of the following types: outer and internal, that in its turn brings to breakage of CT or its collapse, and accordingly to impossibility of tubing retrieval. The obstacle is to center the tubing as after parting the tubing is in a curved and wavy condition, that means a tight adjacency of tubing end to a tubing string wall.

The principle of developed unit is to retrieve coiled tubing of different size and to use it within standard sizes of tubing strings.

The tubing welding device (fig.1) allows to weld tubing in case of breakage inside a well and its following retrieval. It is designed for operaton in oilfield conditions, as it is located in a truck body or trailer along with oxygen cylinders. It is possible to use oxy-acetylene as well as electric welding.

Fig.1. represents tubing welding device in a working condition. Air bladders 12 are being atached to a pressure cylinders with rubber hosers via reducing valves. The device is installed on a welding plate in a convenient mode for tubing welding in order to fix tubing to be welded. The plate with fixed devices is installed in the initial end position. The end of welding tubing is heated with welding torch up to 650–750°C and layed into roller matrix 4, where the tubing end is being pressed out and rolled. The other tubing end is layed into straightening matrix 5, where it is pressed out and straightened.

After rolling and straightening the air bladders are turned off, the tubing ends are being released, that are extended towards each other, aproximately 120 mm each, afterwards are fixed with chisels 6, 7 with actuation of air bladders 12. With reallocation of platform 13 there effects attachment of tubing ends afterwards its welding with gas-jet or electric welding.

After tubing welding procedure the air bladders 12 and chisels 6, 7 are turned off and tubing is released. The tubing is being retrieved from welding device, the platform 13 is moved to initial position, the welding procedure is over.

The cleaning and degassing unit for working agent (fig.2) is designed for well workover with coiled tubing unit and wellhead piping for the smoothing of working agent pressure pulse, that is coming out of the wells.

Working agent cleaning and degassing unit includes two volumetric separators 1, flow 1, flow dampener 2, degasser 3, and processing tank 4.

The working agent coming out from the well, poluted with products of well cleaning is headed to volumetric separators 1, where appears smoothing of working agent pressure pulse, that is coming out of the well and settling of big particles carried out of the well. Further working agent comes to flow dampener 2, and further it comes to degassing unit 3. Inside degassing unit working agent hits removable cartridge and falls down, degasses and gets to processing tank 4. The separated gas leaves via gas flange to a flare and burns.

Inside processing tank 4 there effects settling of small particles of sand, working agent via upper flange is forwarded to a pump and repeated circulation cycle.

Technical means for well workover with coiled tubing unit were initially developed on a basis of practical activity result research, sucessfully passed the acceptance tests.

The tests of tubing fishing devices and tubing welding devices were conducted on research facilities of SevKavNIPIgaz. All the data was recorded with control system as charts. The equipment piping system while testing fining equipment is represented on fig.3.

параметров в виде графиков. Схема обвязки оборудования при испытании устройства для извлечения из скважины труб представлена на рис. 3.

Испытания блока очистки и дегазации рабочего агента проводились на скважине 583 Северо-Ставропольского ПХГ во время работ по промывке песчаной пробки в интервале 687–733 м. Схема обвязки оборудования представлена на рис. 4.

Результаты испытаний представленных устройств показали полную их работоспособность.

Захват оторванного конца гибкой трубы устройством для извлечения труб происходил при давлении 1,0 МПа, а максимальная нагрузка при извлечении трубы составила 7 тонн. Указанная нагрузка была выдержана в течение 2 мин.

Вальцовка и рихтовка концов гибкой трубы устройством сварки труб происходила при давлении в пневматических камерах 1,2 МПа, после чего была осуществлена стыковка концов трубы и сварка стыка.

Во время работы блока очистки и дегазации рабочего агента контролировалось качество выходящей на дневную поверхность рабочей жидкости и количество выносимого песка. Пульсации газожидкостного потока не наблюдалось.

Поток, проходя через сепараторы, частично очищался от песка, что подтверждает отбор проб, и полностью гасился в гасителе потока.

В дегазаторе происходило отделение жидкой фазы от газа, откуда последний отправлялся на факел. Контроль эффективности работы блока очистки и дегазации рабочего агента осуществлялся посредством отбора проб из объемного сепаратора и технологической емкости.

По заключению приемочной комиссии данные устройства рекомендованы для организации мелкосерийного производства с целью использования их на промысловых предприятиях отрасли.

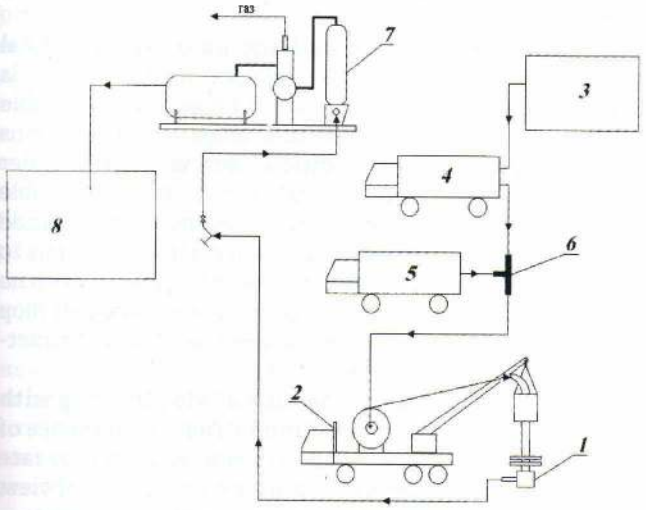


Рис. 4. Схема обвязки оборудования скважины 583 ССПХГ:

1–устье скважины; 2–колтюбинговая установка; 3–мерная емкость; 4–цементировочный агрегат; 5–компрессор СД-9; 6–эжектор; 7– блок очистки и дегазации рабочего агента; 8–амбар

Fig. 4. Pipe hookup of well equipment 583 SSPHG

1–wellhead; 2–coiled tubing unit; 3–measuring tank; 4–cementing unit; 5–compressor SD-9; 6–ejector; 7–working agent cleaning and degassing unit; 8–earthen container

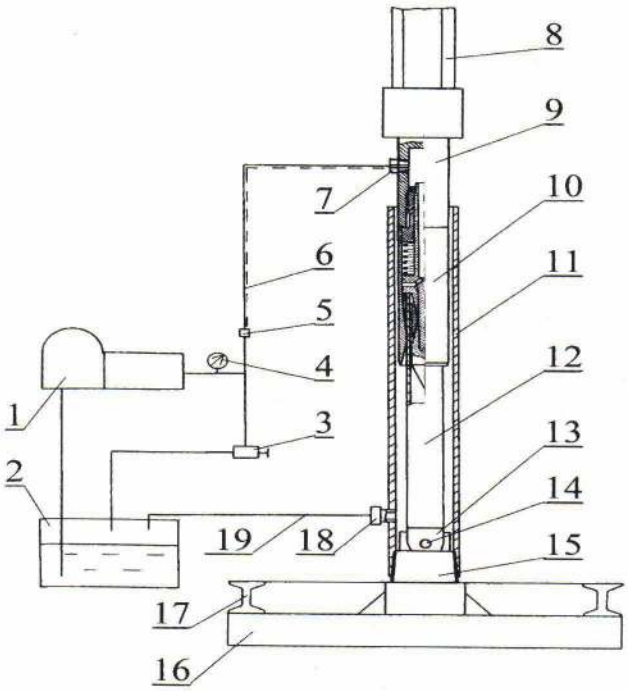


Рис. 3. Схема обвязки оборудования экспериментальной скважины

1–буровой насос 9МГр; 2–приемная емкость; 3–дроссель ручной; 4–манометр; 5–переходник; 6–рукав высокого давления; 7–штуцер переводной; 8–ведущая штанга бурового станка; 9–переходник; 10–устройство для извлечения из скважины труб; 11–труба НКТ 73; 12–гибкая труба; 13–элемент крепления; 14–ось; 15–переходник фиксирующий; 16–балка удерживающая; 17–рама бурового станка; 18–штуцер переводной; 19–трубопровод отводящий

Fig. 3. Pipe hookup of research well

1–drill pump 9MGr; 2–receiving tank; 3–manual throttle; 4–pressure gauge; 5–adapter; 6–high pressure hose; 7–operating flange; 8–driving stem of drilling machine; 9–adapter; 10–tubing fishing unit; 11–tubing string 73; 12–coiled tubing; 13–fastening element; 14–axle; 15–fixing adapter; 16–retainer beam; 17–fram of drilling machine; 18–switch flange; 19–lateral pipeline

The testing of working agent cleaning and degassing unit has been conducted on a well No. 583 of Severo-Stavropolski PHG while flushing sand plug whithin the range 687–733 m. The equipment piping scetch is represented on fig. 4.

The results of conducted tests of the represented units proved its full operating capacity.

The graping of estranged tubing end by means of fishing device effects under pressure of 1 mPa and maximum load while tubing retieval is 7 tones. The mentioned load lasted for 2 minutes.

The rolling and straightening of coiled tubing by tubing welding unit effected inside air bladders under pressure of 1.2 mPa, afterwards they effected buttwelding of tubing ends.

During operating of working agent cleaning and degassing unit the quality of working agent and quantity of carried sand was controlled. There was no pulse in the flow.

The flow, passing separators, was partially cleared from sand, that was proved by sampling, and completely damped in the flow damper.

A liquid phase had been separated from gas inside degasser, and gas was headed to a flare. The efficiency control of cleaning and degassing unit has been effected by sampling from volumetric separator and processing tank.

According to decision of acceptance inspection the equipment has been recommended for short – run production for the enterprises of the branch.

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

ПО УДАЛЕНИЮ ГЛИНИСТО-ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК В УСЛОВИЯХ АНПД

Р.А. Гасумов, В.А. Машков, А.А. Сингуров, О.С. Кондренко (ОАО «СевКавНИПИгаз»),
В.З. Минликаев, Н.Д. Дубровский (ООО «Ноябрьскгаздобыча»)

R.A. Gasumov, V.A. Mashkov, A.A. Singurov O.S. Kondorenko (SevKavNIPIgaz)
V.Z. Milinkaev, N.D. Dubrovskiy (Noyabrskgazdobycha)

EXPERIMENTAL-INDUSTRIAL TESTING OF TECHNOLOGY AND TECHNICAL MEANS

FOR SHAKE-SAND BRIDGES REMOVAL IN CONDITIONS OF UNDERPRESSURE

Причиной разрушения призабойной зоны может быть как снижение давления при освоении и эксплуатации скважины, так и его повышение при вскрытии пласта. Степень разрушения коллекторов зависит от их упругих свойств и величины депрессии. Этот процесс происходит практически во всех нефтяных и газовых скважинах, и его интенсивность определяется механическими свойствами продуктивного пласта и технологией эксплуатации.

Причина образования пробок. В процессе эксплуатации скважин деформация слабоустойчивых пород приводит к разрушению призабойной зоны. При скоростях потока газа, не обеспечивающих вынос частиц породы на поверхность, образуется песчаная пробка, существенно влияющая на установленный технологический режим эксплуатации. Песчаные пробки могут образовываться и при эксплуатации устойчивых коллекторов, где не происходит разрушения призабойной зоны при установленных депрессиях. Наличие пробки в этих случаях связано с проникновением бурового раствора в продуктивный пласт при бурении, конструкцией скважин, содержанием жидких компонентов в продукции скважин, подачей ингибиторов и т.д.

Связь пробкообразования с технологическим режимом. При правильном выборе технологического режима эксплуатации скважин с учетом характеристики пласта можно избежать образования значительных песчаных пробок или столба жидкости при самых неблагоприятных условиях, и наоборот, при неоптимальных режимах в самых устойчивых коллекторах можно создать условия для образования столба жидкости или пробки в стволе скважины (рис. 1). В условиях разработки месторождения можно обеспечить режим эксплуатации скважин без образования песчаных пробок путем увеличения депрессии, но в случае неразрушающихся коллекторов [1].

Связь пробкообразования с производительностью скважины. Наличие пробки или столба жидкости приводит к снижению дебита. С количественной стороны при примерно одинаковых проницаемостях пласта и пробки, а также когда проницаемость пробки меньше проницаемости пласта влияние песчаной пробки на производительность газовой скважины может быть оценено как влияние несовершенства по степени вскрытия пласта. На различных

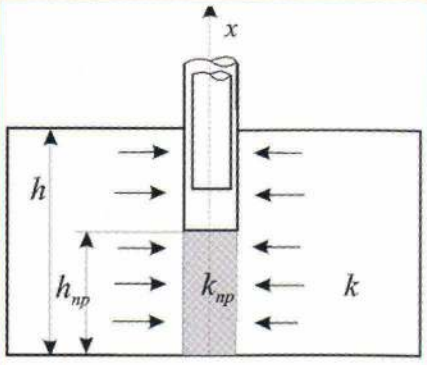


Рис. 1. Схема скважины с песчаной пробкой:
h, $h_{пр}$ – мощность пласта и высота пробки;
k, $k_{пр}$ – проницаемость пласта и пробки

Fig.1. The well with sand plug
h, $h_{пр}$ – bed thickness and plug height;
k, $k_{пр}$ – formation and plug permeability

The reason of deterioration of bottomhole formation zone could be the pressure reduction of the formation during well operation as well as pressure increase during drilling operations. The extent of reservoir deterioration depends on its elastic properties and pressure drop. This happens almost in all gas and oil wells, and its rate is defined by mechanical properties of pay bed and operating technology.

The reason of plug build-up. During well operation the deforming of weakly stable rocks leads to destruction of bottomhole formation zone. At speeds of gas flow that does not provide cuttings carry-out to the surface there appears a sand plug, that significantly affects the established technological operatng mode. The sand plugs could appear while operating stable reservoirs, where there is no destruction of bottomhoe formation zone at fixed pressure drops. The presence of plug in this case is connected with getting of drilling mud to pay bed while drilling, well design, presence of liquid components in well design, ihibitor feeding and so on.

The dependancy of plug building up on technological mode. When the choise of technological operating more is correct, taking into account formation properties, it is possible to avoid building up significant sand plugs or liquid columns under the most adverse conditions, and vice versa, under nonoptimal mode in the most stable reservoirs it is possible to create conditions for liquid column buildup or plug inside wellbore (fig.1). In terms of field development it is possible to create conditions of well operation with no sand plug buildup by means of pressure drop increase, but only in case of non-destructing reservoirs [1].

The connection of plug buildup with well production rating. The presence of plug of liquid column leads to flow rate decrease. From quantitative point of view, when the bed and plug permeabilities are aproximately equal, and when the plug permeability is less than permeability of bed, the influence of sand plug to flow rate of gas well could be evaluated as influence of imperfection according to well development stage. On different stages of plug buildup and depending on well design the plug breakup changes, causing the well production rate modifications. As the running depth of flow tubing into the perfotating interval increases, the

этапах образования пробки и в зависимости от конструкции скважины меняется фракционный состав пробки, который предопределяет изменение производительности скважин. С увеличением глубины спуска фонтанных труб в зону интервала перфорации содержание крупных фракций в пробке увеличивается.

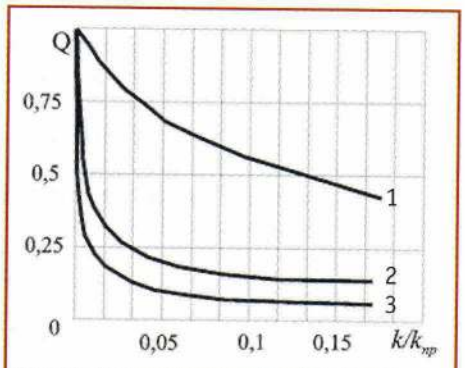


Рис. 2. Зависимость относительного дебита Q от $k/k_{пр}$ при полном перекрытии пластов пробкой:
1 – $h_{пр}$ = 1 м; 2 – $h_{пр}$ = 5 м; 3 – $h_{пр}$ = 10 м
Fig. 2. Dependency of relative flow rate Q on $k/k_{пр}$ at a complete bed ovelarring with a plug.
1 – $h_{пр}$ = 1 m; 2 – $h_{пр}$ = 5 m; 3 – $h_{пр}$ = 10 m

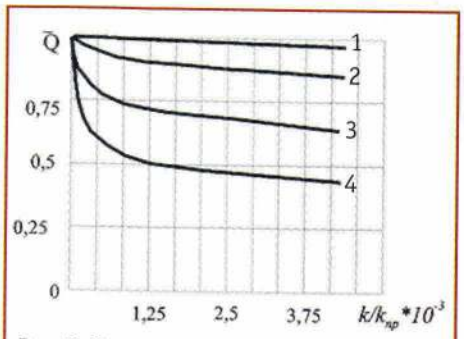


Рис. 3. Зависимость относительного дебита Q от $k/k_{пр}$ при частичном перекрытии пластов пробкой:
1 – $h_{пр}$ = 1 м; 2 – $h_{пр}$ = 10 м; 3 – $h_{пр}$ = 20 м;
4 – $h_{пр}$ = 30 м; мощность пласта h = 50 м
Fig. 3. Dependency of relative flow rate Q on $k/k_{пр}$ at a partial bed ovelarring with a plug.
1 – $h_{пр}$ = 1 м; 2 – $h_{пр}$ = 10 м; 3 – $h_{пр}$ = 20 м;
4 – $h_{пр}$ = 30 м; bed thickness h = 50 м

Снижение производительности скважин, эксплуатируемых с песчаной пробкой, является результатом уменьшения площади фильтрации и увеличения дополнительного сопротивления. Величина этого сопротивления зависит от фильтрационных свойств пробки, фильтрационных параметров пласта (анизотропии пласта), расчлененности пласта, неоднородности по площади и разрезу, а также величины области перекрывания пласта пробкой.

Полное перекрытие пласта пробкой. При полном перекрытии пласта пробкой снижение дебита скважины тем существеннее, чем больше толщина пласта (рис. 2). Так, например, при соотношении проницаемостей пласта и пробки $k/k_{пр}$=0,01 и толщине пласта h=1 м производительность скважины ухудшается на 8 %, а при h=10 м соответственно на 80 %. При постоянной толщине пласта производительность резко ухудшается с увеличением $k/k_п$ от нуля до 0,01.

Частичное перекрытие пласта пробкой. При частичном перекрытии забоя скважины пробкой, т.е. при $h>h_{пр}$, зависимость отношения суммарного дебита скважины с пробкой к общему дебиту без пробки Q от $k/k_{пр}$ (рис. 3) имеет тот же качественный характер, что и при полном перекрытии пласта пробкой, но с резким изменением в области значительно меньших относительных проницаемостей ($k/k_{пр}$ близко к нулю). Таким образом, зона, перекрытая пробкой, практически не работает. Следовательно, при наличии непроницаемых пропластков в разрезе и образовании песчаных пробок ниже непроницаемого пропластка отработка газоносного пласта ниже непроницаемого пропластка происходит весьма незначительно.

Следствием образования песчаных пробок является снижение дебита скважин, а во многих случаях и невозможность их дальнейшей эксплуатации. Сокращение дебита приводит к снижению скорости газа, что не позволяет обеспечить полный вынос конденсационной жидкости с забоя и влечет за собой остановку скважины. Независимо от причин появления песка для обеспечения нормальной эксплуатации скважины его следует удалять. При этом отрицательное воздействие на пласт должно быть минимальным. С этой целью промывка глинисто-песчаных пробок производится с отработкой на факельную линию. Промывка глинисто-песчаных пробок является наиболее распространенным видом работ, который проводится в последнее время на ряде месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации. На скважинах Вынгапуровского месторождения ООО «Ноябрьскгаздобыча» для удаления песчаных пробок применяются наиболее эффективные технологии, связанные с использованием колтюбинговых установок (М-10) с

content of large fractions in the plug increases.

The well flow capacity reduction, that is being operated with sand plug is a result of filtering area reduction and an increase of additional resistance. The value of the resistance depends on filtration properties of the plug, filtration properties of the bed (formation anisotropy), ruggedness of the formation, heterogeneity of area and section, as well as values of bed overlapped with a plug.

The complete bed overlapping with a plug. When the bed is entirely overlapped with a plug, the thicker the bed, the less is the well flow rate (fig.2). For example, when relation of the plug and bed is k/k_{pl}=0,01 and bed thickness h=1 m the well flow rate decreases by 8 %, and accordingly when h=10 m, by 80%. When the bed thickness is constant, the flow rate sharply decreases with the increase of $k/k_п$ from 0 to 0.01.

The partial bed overlapping with a plug. By partial borehole bottom overlap with a plug, that is $h>h_{пр}$, the dependancy of relation of total well capacity with plug to total well capacity with no plug Q from k/k_{pr} (fig.3) has the same quantitative character, as complete bed overlapped with a plug, but with sharp change in the area of significantly lower relative permeabilities (k/k_{pr} is about 0). So the area blocked with a plug almost has no production. Accordingly, should there be any non-permeable beds in section and building up of sand plugs below non-permeable bed the gas-bearing stratum debugging below non-permeable stratum efeects in insignificant extent.

The consequence of sand plug buildup is a flow rate decrease, and in many cases to impossibility of its further operation. Flow rate reduction leads to descreased gas velocity, that does not provide complete carryout of condensation water from bottomhole zone and leads to well shutdown. Independently from the reason of sand appearance, and in order to provide normal well operation they should remove the sand. They should provide minimal negative effect to the seam. For this purpose the flushing of clay-sand plugs effect with gas heading to flare. The flushing of shake-sand bridges is the most wide-spread kind of activity, that is employed by a number of fields, that are on a later stage of development. In order to remove sand plugs they apply the most effective technologies with coiled tubing units (m-10) with 38 mm tubing string O.D. on wells of Vyngapurovski field, Noyabrskgazdobycha. They use special solutions as flushing fluid: two-phase foams, condensate and so on. However the flushing technologies of shake-sand bridges with the above mentioned solutions have a number of disadvantages, such as:

- heavy hydraulic losses inside coiled tubing, stipulating high wellhead pressures while operating (up to 10–12 mPa), that leads to destruction of structure of foam solutions due to its insufficient stability;

безмуфтовой длинномерной трубой (БДТ) диаметром 38 мм. При этом в качестве промывочных жидкостей используются специализированные растворы: двухфазные пены, конденсат и т.д. Однако технологии промывки песчано-глинистых пробок с данными растворами имеют ряд существенных недостатков. Таких, например, как:

- большие гидравлические потери по БДТ, обусловливающие при проведении работ высокие устьевые давления (до 10 – 12 МПа), приводящие, в свою очередь, к разрушению структуры пенных растворов из-за их недостаточной стабильности;
- низкая скорость восходящего потока, не всегда обеспечивающего полный вынос песка из скважины и др.;
- гидромониторного действия струи не всегда достаточно для размыва песчано-глинистой пробки.

Существует еще ряд переменных величин, влияющих на эффективность очистки ствола при использовании колтюбинга. В исследованиях [2] определялось также действие других переменных, влияющих на разрушение песчано-глинистой пробки:

- размеры твердых фрагментов;
- вид жидкости (флюида);
- угол отклонения;
- эффект многофазного потока (струи);
- тип впрыскивающего устройства.

Размеры твердых фрагментов. Результаты предыдущих исследований [3] показали, что твердые частицы, создающие самые большие трудности при очистке ствола скважины способом стационарной циркуляции воды, — это фракционный песок диаметром 0,76 мм. В исследовании рассматривались три вида размеров частиц: скважинная пыль, фракционный песок, обломки выбуренной породы, шлам. Представленные результаты исследования частиц различной величины показывают, что при очистке горизонтальной скважины с высокой скоростью нагнетания большие по размеру частицы выносятся легче, чем меньшие [2]. При низкой скорости нагнетания достигается обратный результат. Анализ показывает, что установившаяся скорость оседания для частиц песка размером 0,84 мм составляет 0,128 м/с, а для 2 мм – 0,274 м/с. Поскольку гранулометрический состав песка в пробке достаточно разнообразен, то расчеты следует проводить с учетом максимальных размеров песчинок, выносимых на поверхность. Считается, что для обеспечения подъема песка в вертикальной скважине скорость восходящего потока жидкости должна превышать установившуюся скорость оседания в 1,5–2 раза, а в горизонтальных участках – в 10 раз.

Влияние вида жидкости. В качестве промывочных используют два типа жидкостей – ньютоновские и неньютоновские. К первой группе относятся вода, соляные растворы на воде, углеводородные жидкости (дизельное топливо, очищенная нефть и т.п.). Все они имеют постоянную вязкость.

Помимо описанных используют сжимаемые жидкости, содержащие газ. К ним же, правда с определенной условностью, могут быть отнесены и пены, поскольку они представляют собой газожидкостную эмульсию. Использование пен в качестве промывочных жидкостей обусловлено стремлением снизить гидростатическое давление на пласт при выполнении технологических операций. В ряде случаев может образовываться поток жидкости в виде пленки ПОЖ (пенообразующей жидкости) + конденсационной воды, направленный сверху вниз, который переносит частицы песка обратно на забой. Предотвратить это явление можно, если обеспечить турбулентный режим течения рабочего флюида по всему поперечному сечению лифтовой колонны.

Влияние угла отклонения. Экспериментальные данные исследования свидетельствуют о том, что самая низкая скорость жидкости развивается под углом 60°. Значительная

- low velocity of upstream, that not always provides for complete sand carryout from the well and so on;
- jet action of the stream is not always enough for shake-sand bridges flushing.

There is a number of variable values, that affect the wellbore clening efficiency with coiled tubing. Research [2] deifned other variables, that affect destruction of sand-clay plug:

- size of solid fragments;
- kind of fluid;
- inclination angle;
- effect of multy-phase flow;
- kind of injecting device.

Size of solid fragments. The results of former researches [3] have shown that solid particles, that create the major problems during wellbore cleanout with stationary water circulation –is fractional sand, size 0.76 mm. In the present research we review three particles sizes: well dust, fractional sand, drilling cuttings, slurry. The represented results of particles research show that cleaning horizontal well with high injection speed bigger particles are carried out easier than smaller particles [2]. Lower injection speeds show contrary results. Analysis shows that accepted speed for sand particles settling, size 0.84 mm is 0.128 m/s and for 2 mm is 0.274 m/s. As granulometric sand content in the plug greately varies, the calculations should consider the maximum size of sand particles that are to be carried out to the surface. It is considered that in order to provide sand movement in a vertical well the fluid velocity should exceed the settling speed in 1.5–2 times, and in horizontal sections in 10 times.

The influence of fluid type. As flushing fluid they use two types of fluids – Newtonian and non-Newtonian. Water, brine, hydrocarbon fluids (diesel, purified oil and so on.) are referred to the first group. They all have constant viscousity.

Besides fluids we described they employ compressible fluids, that contain gas. To these fluids could be referred (with reservations) foams, as they represent gaseous emulsion. The use of foams as flushing fluids is determined with intention to reduce hydrostatic pressure affecting bed while fulfilling technological activities. In a number of cases there could appear a fluid stream as a film of foam-forming liquid + condensate water, the is headed top-down, that carries sand particles back to bottomhole zone. It is possible to stop this, in case there is a turbulent flowing mode of working fluid along all cross-sectional area of production tubing.

The influence of inclination angle. The experimental research data proves that the lower fluid velocity arises at angle of 60°. The significant difference in purification efficiency while using different fluids, for example water, when purification effects not horizontally but at angle of 65°.

The influence of multy-phase flow. The operation with multy-phase flow is very complicated, and if it is conducted not in a correct way, the effect would be minimal. But, if to include a gaseous phase, as a component, solid particles are removed in a very efficient way. Fig. 4 and 5 show application of multy-phase flow and its influence to different gas containing fractions. The addition of gaseous phase to volumetric gas-containing fractions (50 %) at a stationary water circulation could cause 50 % improval in a wellbore cleaning efficiency. The cleaning efficiency shows only 10–20 % growth. If a wellbore was 80 % clean with application of water, with a gas phase it is possible to acheive 85 % increase in cleaning efficiency. It is especially efficient to include gaseous phase into working fluid in low-pressure formations, and in cases when there are restrictions duy to low formation pressures.

As shows fig. 4, the application of gaseous phase for removal of solid particles gives an insufficient effect, if relative fluid velocity with addition of surface-active materials is high.

разница в степени очистки при использовании различных жидкостей, в том числе, например, воды, возникает, когда очистка производится не горизонтально, а под углом 65°.

Влияние многофазного потока. Работа с многофазным потоком очень сложна и если выполняется неправильно, то эффект очистки минимальный. Но если включить в качестве компонента газовую фазу, то твердые частицы удаляются очень эффективно. На рис. 4 и 5 показано применение многофазного потока и его влияние на различные газосодержащие фракции. Добавление газовой фазы к объемному газосодержанию фракций (50 %) при стационарном циркулировании воды может улучшить очистку ствола скважины на 50 %. Эффективность очистки в этом случае увеличивается только на 10–20 %. Так, если ствол скважины был очищен на 80 % с применением воды, то с газовой фазой можно добиться удаления шлама на 85 %. Даже при очистке водой с добавлением газовой фазы эффективность очистки увеличивается. Особенно эффективно введение в рабочую жидкость газовой фазы в низконапорных пластах и в тех случаях, если существуют ограничения из-за низких пластовых давлений.

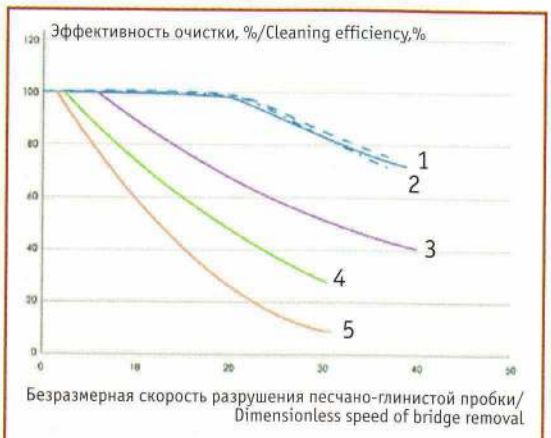


Рис. 4. График влияния газовой фазы:
1, 2 – низкий удельный расход воды, различные скорости подачи газа;
3 – низкий удельный расход воды, низкая скорость подачи газа;
4 – низкая скорость подачи воды;
5 – высокая скорость подачи газа

Fig. 4. Chart of gaseous phase influence
1, 2 –relatively low flow rate of water, various speeds of gas feeding;
3 – relatively low flow rate of water, low speed of gas feeding;
4– relatively low speed of water feeding;
5– relatively high speed of gas feeding

Как показано на рис. 4, применение газовой фазы для удаления твердых тел дает незначительный эффект, если относительная скорость жидкости с добавкой ПАВ высока. Как только относительная скорость жидкости с ПАВ снижается, эффективность удаления твердых тел зависит от объема газовой фазы. Сразу после введения газовой фазы эффективность удаления твердых тел снижается. Затем, по мере поступления газа, относительная скорость возрастает, что улучшает эффективность удаления твердых тел.

На рис. 5 показано влияние введения в систему газа, увеличивающего оптимальную скорость очистки песчаной пробки колтюбингом. Три кривые демонстрируют влияние введения различных объемов газа на снижение скорости жидкости при сохранении постоянной комбинированной скорости потока.

Если газ вводится при более высоких скоростях потока, его влияние значительно больше, чем при более низких скоростях потока. Чем больше объем подаваемого газа при постоянной общей комбинированной (совместной) скорости потока, тем больше падает оптимальная скорость промывки колтюбингом, но эффективность удаления твердых тел увеличивается при подаче газа с неизменной скоростью течения жидкости (см. рис. 4). Сложность процесса многофазного потока создает много трудностей при подве-

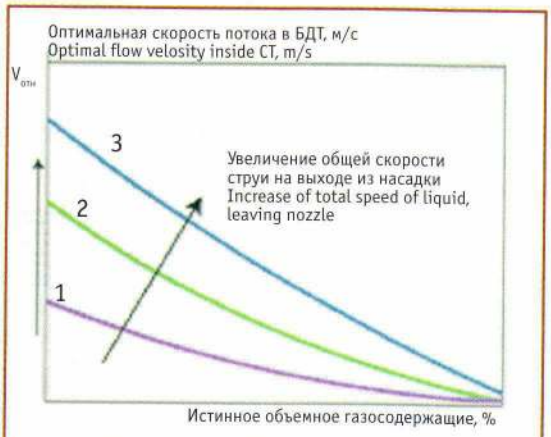


Рис. 5. График влияния газового содержания в промывочной жидкости на относительную скорость потока $V_{отн.}$ в колонне БДТ:
1 – общая скорость потока 1;
2 – общая скорость потока 2;
3 – общая скорость потока 3

Fig. 5. Chart of gas content affecting the relative speed of flow V_{rel} inside tubing string
1 – total flow velocity 1;
2 – total flow velocity 2;
3 – total flow velocity 3

As the relative speed of fluid with surface-active materials declines, the efficiency of solid particles removal depends on volume of gaseous phase. Straight away after addition of gas phase the efficiency of solids removal declines. Afterwards, as gas gets inside, the relative velocity increases, that improves efficiency of solids removal.

Fig.5 shows the impact of gas introduction to the system, that increases optimal velocity of cleaning of sand plug with coiled tubing. Three curves show impact of three differnet gas volumes on fluid velocity reduction at a constant compined flow velocity.

If gas is being introduced at higher flow velocities, its impact is significantly higher comparing to lower flow velocities. The more is the volume of introduced gas at constant total combined flow velocity, the more is the optimum flushing velocity with coiled tubing, but the efficiency of solids removal increases at a gas feeing at a constant fluid velocity (fig.4). The complexity of multy-phase flow created many difficulties at summing up. The large amount of data is necessary to correlate in order to predict precisely the influence of gas phase to optimal speed and well bore cleaning efficiency.

Conclusion. On a basis of research study and analysis of borehole cleaning it is possible to make following conclusions.

The optimal cleaning speed with coiled tubing depends on well bore inclination angle, king of fluid, size of solid particles and kind of nozzle. The nozzle with correct diameter and aiming at surface of the plug provides cleaning efficiency.

Rheology of flushing fluids plays an important role in solids removal, and the most optimal resuls are obtained in case the fluid, employed in vertical flow, has low viscosity, and in order to increase carry-out capacity they use foam or multy-phase system of hole cleaning.

The beneficial action from removal to a great extent depends on plug properties, wall-building bed properties(formation anisotropy), formation ruggedness, heterogeneity in area and section, as well as on formation blocking area.

The major troubles while condiction operations aimed at plug removal with coiled tubing units arise at fileds on the latest stages of development:

1) high underpressure (up to 0.1–0.3) and this leads to flushing fluid absorption;

2) due to high density of sand-clay plug the jet effect is not enough for its removal.

In order to deal with the troubles and increase destruction velocity of shake-sand bridges specialists of SevKavNIPIgaz developed special

дении итогов и обобщении результатов. Большое количество данных необходимо подвергнуть корреляции, чтобы наиболее точно прогнозировать влияние газовой фазы на оптимальную скорость и эффективность очистки ствола скважины.

Выводы. На основе экспериментального исследования и анализа процесса очистки скважинного ствола можно сделать следующие выводы.

Оптимальная скорость очистки колтюбингом зависит от угла отклонения ствола скважины, вида жидкости (флюида), размера твердых частиц и типа насадки (форсунки). Насадка с правильно подобранным диаметром и направлением на разрушаемую поверхность пробки обеспечивает эффективность процесса очистки.

Реология промывочных жидкостей играет важную роль в удалении твердых тел, и самые оптимальные результаты по очистке достигаются в том случае, если флюид, используемый в турбулентном потоке, имеет малую вязкость, а для увеличения способности выноса твердых частиц используется пена или многофазная система очистки ствола скважины.

Положительный эффект от удаления во многом зависит от свойств пробки, фильтрационных параметров пласта (анизотропии пласта), расчлененности пласта, неоднородности по площади и разрезу, а также величины области перекрывания пласта.

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

1) высокие АНПД (до 0,1–0,3) влекут за собой поглощение промывочной жидкости;

2) из-за высокой плотности песчано-глинистой пробки гидромониторного воздействия струи недостаточно для ее размыва.

Для устранения этих недостатков и повышения скорости разрушения песчано-глинистых пробок специалистами ОАО «СевКавНИПИгаз» было разработано специальное гидроударное устройство УГ-С-56, которое позволяет сочетать как гидромониторное воздействие на пробку, так и механическое. Гидроударное устройство включают в технологическую оснаст-ку (рис. 6) низа колонны гибких труб и спускают в скважину. Газ из соседней скважины или из шлейфа поступает на дегазатор 10 и бустерную установку 11 (для набора необходимого давления) и подается в скважину для запуска устройства. Далее агрегатом 9 из емкости 12 через тройник 8 подается расчетный объем ПОЖ 3 в колонну БДТ установки М-10 при совместной подаче газа 1 бустерной установкой 11. При прокачке рабочая жидкость, проходя через устройство, создает перепад давления на насадках внешнего ударника и при перепаде в $\Delta P = 1 \div 1{,}5$ МПа на устройстве возникает первый удар внешней коронкой ударника с сохранением подачи рабочей жидкости на насадках внешнего ударника, что 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 центратора, это приводит к подаче жидкости под перепадом давления $\Delta P = 2 \div 2{,}5$ 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 песчано-глинистой пробки, происходит удар по ней с ее разрушением. Из-за выброса жидкости через осевой канал седла происходит резкое увеличение расхода и падение давления в гидроударном устройстве, что приводит к возврату внешнего и внутреннего ударников устройства пружинами в исходное положение.

hydraulic impact tool UG-S-56, that allows combining jet and mechanical actions. Jet-impact tool is included as a part of production tools (fig.6) of BHA and that it is run in hole. Gas from neighbour well or loop enters degasser (10) and booster unit (11) (in order to achieve the desired pressure) and than is forwarder into the well to actuate the tool. By unit 9 from tank 12 via t-connector 8 a design volume of POZH 3 is supplied to couled tubing string of M-10 unit, at a mutual gas 1 supply with booster unit 11. Working fluid passing the device generates pressure drop inside nozzles of outer plunger, and when pressure drop is $\Delta P = 1 \div 1{,}5$ mPa, the tool generates the first shock with outer crown, the fluid feeding on nozzles of outer shock worker, that allows to use jet action to improve plug flushing. At the same time the spring loaded valve under the influence of pressure drop goes down, providing detachment of seat from centering device, that causes fluid supply under the pressure drop of $\Delta P = 2 \div 2{,}5$ mPa into the flushing hole of the seat with increased rate, that provides pulse action of working fluid flow

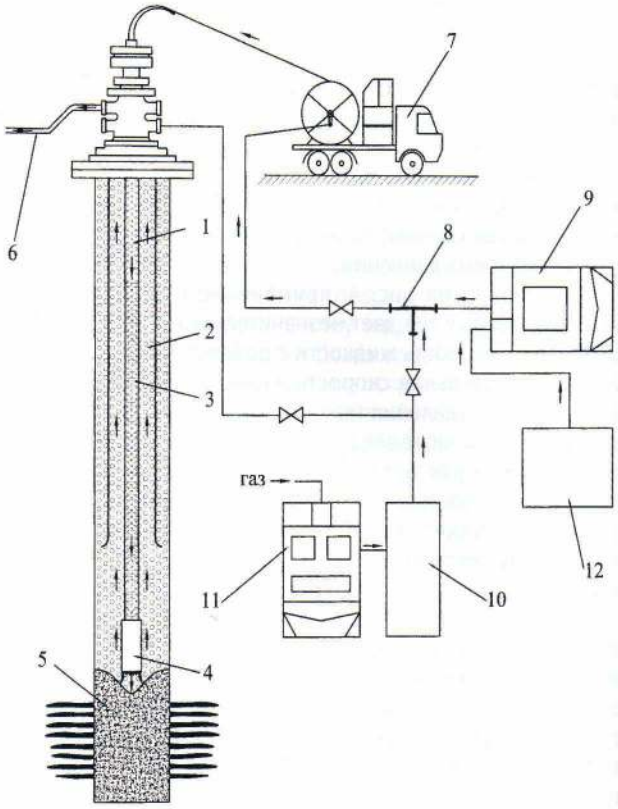


Рис. 6. Схема обвязки устья скважины при промывке песчано-глинистых пробок

1 – газ;
2 – пена;
3 – газ + ПОЖ;
4 – гидроударное устройство УГ-С-56;
5 – песчано-глинистая пробка;
6 – факельная линия;
7 – колтюбинговая установка М-10;
8 – тройник;
9 – агрегат ЦА-320;
10 – сепаратор;
11 – бустерная установка;
12 – емкость с ПОЖ

Fig.6. The draft of wellhead piping for shake-sand bridges flushing

1 – gas
2 – foam
3 – gas + POZH
4 – hydraulic impact tool UG-S-56
5 – shake-sand bridges
6 – flare
7 – coiled tubing unit M10
8 – t-connector
9 – unit CA-320
10 – separator
11 – booster unit
12 – tank with POZH

В результате под действием гидромониторного эффекта и ударов внешней и внутренней коронок происходит эффективное разрушение песчано-глинистой пробки и вынос механических частиц из-за увеличенного расхода рабочей жидкости в межтрубном пространстве.

Данное устройство было использовано при ремонте на скважине 195 Вынгапуровского месторождения. Работы по удалению глинисто-песчаной пробки проводилось при следующих условиях:

Конструкция и техническое состояние скважины:
эксплуатационная колонна – D = 168 мм,
глубина спуска эксплуатационной колонны – 1060 м,
НКТ – d = 114 мм, спущены на глубину – 1004 м,
интервал перфорации – 1011 – 1041 м,
искусственный забой – 1048 м,
текущий забой – 1017 м.

Параметры работы скважины:
пластовое давление $P_{пл}$ – 1,94 МПа,
статическое давление $P_{ст}$ – 1,81 МПа.

Спуск гидроударного устройства в скважину осуществлялся на колонне БДТ, посадка на забой – на глубине 1017 м. Подъем инструмента на 10 м и запуск устройства подачей газа при помощи бустерной установки. Давление в колонне БДТ – 6 МПа. Закачали в скважину ПОЖ агрегатом ЦА-320 (4 л/сек) в объёме 1,5 м^3 с подачей газа бустерной установкой. Продавка пачки ПОЖ газом велась с одновременным спуском инструмента при давлении 8 МПа.

ПОЖ подавалась в таком объеме, чтобы не заглушить скважину. Образовавшаяся аэрированная жидкость на забое практически является жидкостью с меньшей плотностью, чем исходная ПОЖ, что позволяет обеспечить гидромониторный эффект на насадке [4]. Объем аэрированной жидкости достаточен для механического разрушения и размыва частиц песчано-глинистой пробки. Аэрированная жидкость, выходя из насадки, образует пену, что позволяет повысить эффект промывки и выноса механических частиц на поверхность. Существующие методы пенообразования, такие как: метод встряхивания, метод взбивания, метод продувания воздуха реализованы в данной технологии в полном объеме [5].

Дальнейшие подачи пачек ПОЖ объемом 0,5 м^3 и газа были предназначены для проработок интервалов и устранения посадок гидроударного устройства.

Достигнут искусственный забой на глубине 1048 м. За время работы в интервале 1017–1048 м получены две посадки на глубинах 1029 м и 1040 м. Посадки были удалены путем проработки интервала дополнительной подачей газа и ПОЖ. Глинисто-песчаная пробка удалена.

Положительный эффект при удалении глинисто-песчаной пробки достигнут за счет: сокращения времени на проведение операции; уменьшения расхода ПОЖ; механического и гидромониторного воздействия на глинисто-песчаную пробку.

Литература

1. Эксплуатация газовых скважин /О.М. Алиев, З.С. Чугунов, В.В. Ермилов и др. – М.: Наука, 1995.– 359 с.
2. Уокер С., Ли Дж. Очистка искривленных стволов скважин методом колтюбинга // Колтюбинг. – Нефть и капитал. – 2001. – №1.
3. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб/ С.М. Вайншток, В.И. Некрасов и др. – М: Издательство Академии горных наук, 1999. – 224 с.
4. Тагиров К. М., Гноевых А.Н., Лобкин А.Н. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями. – М: Недра, 1996. – 183 с.
5. Амиян В.А., Амиян А.В., Васильев Н.П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. – М.: Недра, 1980. – 383 с.

onto plug, that provides an impact, that destroyes the plug. Due to outbyurst of fluid from flushing hole of the seat, there arises sharp rate increase and pressure declining in hydraulic-impact tool, that causes retrieval of outer and internal shock worker with springs to initial position.

As a result of it under the influence of jet action and impacts of outer and internal crowns there appears effective cleaning of plug and carryout of mechanical particles due to flow rate of working fluid inside tube space increase.

The given device has been used for servicing of well 195 of Vyngapurovsky field. The activities were carried out under following conditions:

production string – D = 168 mm,,
running in depth of production string – 1060 m,
tubing string – d= 114 mm, running in depth 1004 m,
perforating interval – 1011–1041 m,
artificial bottomhole zone – 1048 m,
current bottomhole zone – 1017 m.

well properties
formation pressure – 1.94 mPa,
static pressure 1.81 mPa.

The running in of hydraulic tool into the well effects via tubing string, and installment to bottomhole zone at depth of 1017 m. The tool 10 m raise and launch of tool by gas feeding with a help of booster unit. The pressure inside coiled tubing string is 6 mPa. 1,5 m^3 of POZH has been pumped inside the well with init CA–320 (4 l per second) with gas feeding with booster unit. Driving of POZH pack with gas has been conducted with sumultaneous tool running in at a simultaneous tool running in under pressure of 8 mPa.

POZH has been supplied in volume not to kill the well. The generated aerated fluid near bottomhole zone is a fluid with lower density than initial POZH, that allows to provide jet effect of the nozzle [4]. The volume of aerated fluid is enough for mechanical destruction and flushing of plug. Aerated fluid that comes out of the nozzle generates foam, that allows to increase flushing efficiency and particles carryout to the surface. Existing methods of foam generation, such as: shaking, beating, blowing trough are implemented in this technology [5].

Any further supply of POZH packs of 0.5m^3 and gas were intended to process intervals and setting of hydraulic impact tools.

There has been achieved artificial bottomhole formation zone, depth 1048m. During operating time in the interval 1017–1048 m were obtained two seatings, depths 1029 and 1040 m. The seatings were eliminated by means of interval processing with additional gas supply and POZH. The plug has successfully been removed.

The beneficial action while eliminating plug has been reached at the expense of time reduction for the operation, reduction of POZH flow trate, mechanical and jet action onto plug.

Literature

1. The operation of gas wells/ O.M.Aliev, Z.S.Chugunov, V.V.Ermilov and others – M.:Science, 1995. – 359 p.
2. Walker S. Lee G. Cleanoput of deviated boreholes with coiled tubing//Coiled tubing, Oil and capital. – 2001. – No.1.
3. Workover and well drilling with coiled tubing/ S.V. Vainstock, V.I. Nekrasov and others. – M.: Academy of rock science, 1999. –224 p.
4. Tagirov K.M., Gnoevikh A.N., Lobkin A.N. The development of producing oil and gas beds with anomalous pressures. –M.: Nedra, 1996. – 183 p.
5. Amiyan V.A., Amiyan A.V., Vasilyev N.P. Development of oil and gas producing beds. M.:Nedra, 1980. – 383 p.

ТЕХНОЛОГИЯ ВНУТРИТРУБНЫХ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ:
РЕАЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Юрий Ларченко,
ООО «Оренбурггазпром»,
Лио Де Врис,
«Везерфорд» (подразделение «Инструменты на гибких НКТ»), Москва

Yuri Larchenko,
JSC Orenburg Gazprom,
Leo de Vries,
Weatherford Coiled Tubing Tools,
Moscow

THRU TUBING FISHING TECHNOLOGY:
REAL RESULTS

Weatherford®

Под контролем директора УПНП и КРС ООО «Оренбурггазпром» Александра Гличева компанией «Везерфорд» (менеджер по развитию бизнеса — Лио Де Врис) были проведены консультации относительно выбора путей решения проблем со скважинами Оренбургского месторождения при помощи гибких НКТ. Совместно с главным инженером сектора добычи Юрием Ларченко был отобран кандидат.

На скважине № 227 находился 3-дюймовый закрывающий клапан «Camco», который в 1993 г. был поврежден на глубине 1364 м. В результате нескольких попыток извлечь клапан при помощи спускаемого на канате инструмента ловильная шейка была полностью повреждена.

Вместе с инженерной бригадой компании «Оренбурггазпром» и компанией «Везерфорд» для извлечения закрывающего клапана было выбрано следующее оборудование низа бурильной колонны:

- соединительная муфта гибких НКТ;
- двойной откидной клапан;
- гидравлическое разъединительное устройство;
- акселератор ударного молота «Везерфорд»;
- двунаправленный ударный молот «Везерфорд»;
- гидравлическая труболовка.

После сборки основных узлов и инструктажа по технике безопасности мы провели гидроиспытания и функциональные испытания всего оборудования.

1. Первый проход был сделан с промывочным соплом для заполнения скважины соленой водой и очистки верхней части закрывающего клапана «Camco».
2. Второй проход был сделан с двунаправленным ударным молотом «Ве-

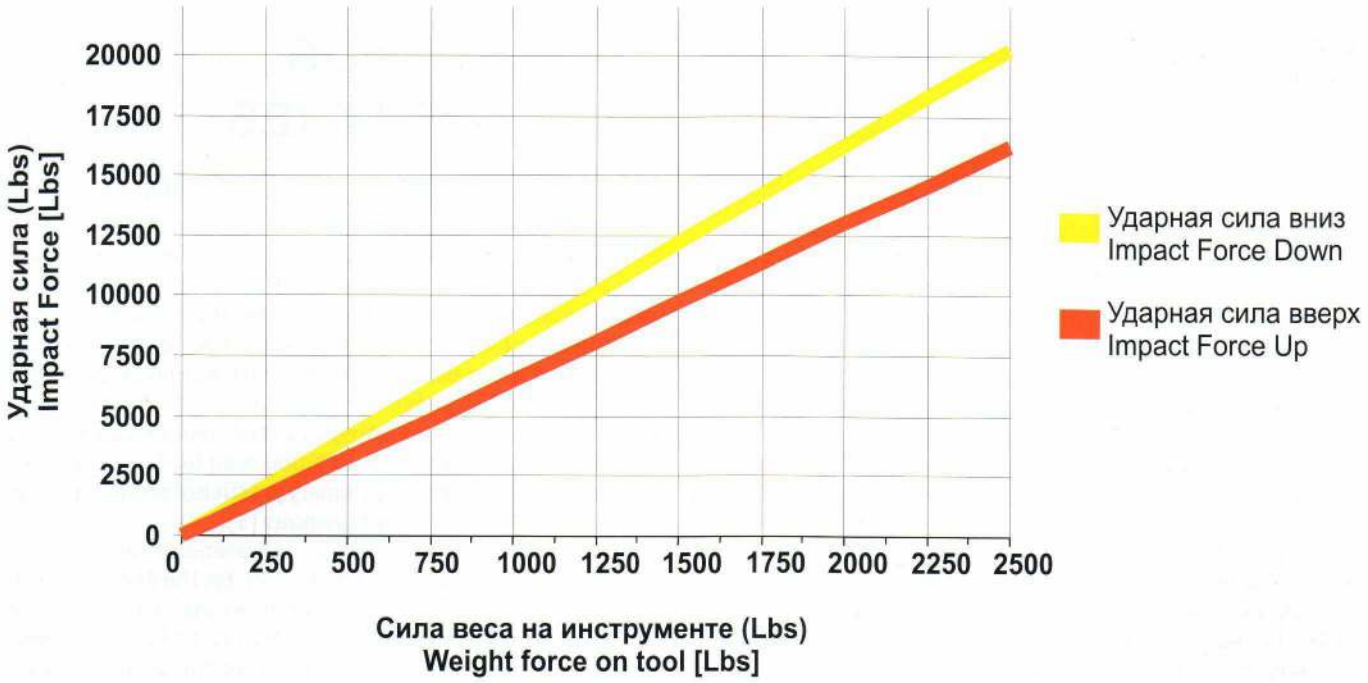
Under the Supervision of A. Glichev – Director of UPNP & KRS of JSC OrenburgGazprom, Weatherford was consulted (Leo de Vries , Weatherford Business Development Manager) to advice for solutions with Coiled Tubing on well problems in the Orenburg field. Together with Yuri Larchenko (Chief Engineer of the production sector) a candidate was selected.

In well # 227 there was a 3 Camco shut-in valve damaged since 1993 at 1364 meters. Due to several wireline operations, to try the retrieve the valve the fishing neck was completely damaged. With the engineering team of Orenburg Gazprom and Weatherford the following bottom hole assemble was selected to retrieve the shut-in valve:

- Coiled Tubing Connector;
- Double Flapper Valve;
- Hydraulic Disconnect;
- Weatherford Impact Hammer Accelerator;
- Weatherford Bi-Directional Impact Hammer;
- Hydraulic Spear.

After the Rig up and Safety meeting we started pressure testing and function test all equipment.

1. First run was with a wash nozzle to fill up the well with brine and to clean the top of the Camco shut-in valve .
2. Second run was with the



Ударные характеристики ударных молотов «Везерфорд»
Impacted performance on Weatherford Impact Hammer

зерфорд». После ударного воздействия сверху вниз в течение 15 мин с усилием 400 кг и 110 л/мин на верхнюю часть клапана мы начали тянуть наверх и ударяли снизу вверх в течение одной минуты с усилием 500 кг, после чего клапан был освобожден.

Ранее такая работа проводилась в качестве операции по капитальному ремонту скважины.

Эффективность издержек при данной работе очевидна. Ловильные инструменты на гибких НКТ компании «Везерфорд» — отличное решение как этих проблем, так и при других типах засорения скважин и могут быть эффективной с точки зрения затрат альтернативой капитальному ремонту скважин. Совместная командная работа компаний «Везерфорд» и «Газпром» обеспечила надлежащее планирование и инструменты для успешного завершения проекта. Обоюдное понимание проблем со скважинами является ключом к успеху и позволило ввести данную скважину в эксплуатацию в рамках бюджета.

Ударные молоты приводятся в действие путем накачки жидкости и одновременного приложения тянущего или толкающего усилия, и акселератор представляет собой простую колонну дисковых пружин, которая сжимается и отпускается ударным молотом «Везерфорд». Ударная сила регулируется приложением веса к инструменту. Она почти в 25 раз превышает прилагаемый к акселератору вес. Это очень удобно для длинных горизонтальных скважин, где возможность использования яса ограничена.

Weatherford Bi-Directional Impact Hammer. After impacting down for 15 min and set down 400 kg with 110 ltr/min on top of the valve we pulled up and impacting up for 1 minute with 500 kg before the valve was free

Before this work was done as a work – over operation .

The cost – effectiveness of this work is clear. Weatherford Coiled Tubing Fishing Tools are a very good solution for these problems and other well obstructions and can be a good and cost effective alternative for work – over operations. Combined team work between Weatherford and Gazprom provided the planning and tools for the successful outcome of this project. Mutual understanding of the well problems is the key to the success and brought this well online under budget.

The impact hammers operate by pumping fluid and simultaneously applying pull or push force, and the accelerator is a simple column of disc springs that is compressed and released by the Weatherford impacted Hammer. Operated by pumping fluid , Impact force is adjusted by applying weight on the tool. Impact force is to 25-times up of applied weight on accelerator.

It is very suitable for long horizontal wells where the chance to jar is limited.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ В ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИБКОЙ ТРУБЫ

Б.М. Курочкин
(ОАО НПО «Буровая техника» — ВНИИБТ)

B.M. Kurochkin,
(Burovaya Technika – VNIIBT)

PROSPECTIVE TRENDS OF ISOLATING ACTIVITIES TECHNOLOGY WITH COILED TUBING

Колтюбинговые технологии в области изоляционных работ в скважинах используются сегодня неоправданно мало. В некоторой степени это происходит из-за ограниченного ассортимента тампонажных материалов, применение которых возможно с учетом особенностей использования гибких труб малого диаметра, связанных с повышенным сопротивлением при их прокачке.

Для эффективности изоляционных работ в обводненных скважинах специалистами ВНИИБТ разработано несколько тампонажных составов, которые с успехом применяются в обычной практике ремонтно-изоляционных работ (РИР) в ряде районов [1].

Широкое распространение получили (разработка ВНИИБТ) технологии с применением водонабухающего полимера (ВНП) [2]. На 9 технологических схем использования при РИР ВНП институтом получены патенты [3]. В том числе ВНИИБТ получен и широко используется на практике состав с высокими тиксотропными свойствами — «ТИКСОТРОПИК» [4].

Технологии РИР с применением ВНП отвечают всем требованиям работы с гибкой трубой. ВНП представляет собой сшитый полиакриламид, который при контакте с водой поглощает ее, разбухая в 100 и более раз. На практике ВНП применяется для приготовления блокирующих составов перед закачкой изолирующего, типа цементного, раствора. Композиции на основе ВНП имеют ряд преимуществ по сравнению с распространенными полимерными составами, заключающихся в упрощении технологии приготовления и закачки, т.к. ВНП представляет собой однокомпонентный реагент в виде сухого порошка с температурами применения до +80 — +90 °С. Для изоляционных работ наибольший интерес представляет ВНП с максимальным водопоглощением АК-639, В-415 и В-615. В воде эти полимеры расширяются, во времени при этом приобретаются упругие свойства. Период интенсивного набухания ВНП составляет 1–1,5 часа, а максимальное набухание происходит в течение 3–4 часов. Главная особенность ВНП после поглощения воды — каждая его частица остается в гелеобразном состоянии. Набухаемость, или количество поглощенной ВНП воды зависит от минерализации воды. Максимальное водопоглощение наблюдается при отсутствии солей в дистиллированной воде. При водопроводной воде водопоглощение находится в диапазоне 100–150 г/г. Реологически ВНП в воде относится к растворам с псевдопластическим характером течения, обладает деформационными и прочностными свойствами, которые характеризуют способность полимерных материалов деформироваться под действием механических напряжений и сопротивляться разрушению. В наибольшей степени эти свойства проявляются у ВНП марки В-415, несколько меньше — у В-680.

Проведенные исследования сдвигового разрушения ВНП в водонасыщенном керне (проницаемостью 1,8 мкм^2) показали, что оно в 24 раза превышает давление фильтрации воды, а сдвиговое разрушение ВНП в нефтенасыщенном

Coiled tubing technologies today have indefinably limited use in the field of downhole isolating activities. To some extent it happens because of restricted range of plugging material, application of which is possible only taking into account peculiarities of small O.D. coiled tubing use, that is connected with increased resistance during pumping.

For effective isolation activities in watered wells specialists of VNIIBT developed several plugging compositions, that have sucessfully being used in customary practice of servicing-isolation activities in a number of regions [1].

Technologies with application of water-swelling polymer have wider use (invention of VNIIBT) [2]. For the 9 technoogical drafts while servicing-isolation activities with water-swelling polymer the institute received patents [3]. VNIIBT also developed and used a composition with high thixotropic properties – "Tixotropic" [4].

Technology of servicing-isolation activities with application of water-swelling polymer corresponds all the requirements of operations with coiled tubing. Water-swelling polymer represents cross-linked polyacrylamide, that contacts with water and absorbs it, swelling in 100 times and more. In practice, water-swelling polymer is used for preparation of plugging solutions before pumping isolation solutions like cement. Compositions on a basis of water-swelling polymer have a number of advantages comparing to wide spread polymer compositions, that consist in simplifying of preparation technology and pumping, as water-swelling polymer represents a single-component reagent as dry powder, with application temperature up to +80 - +90 °C. For isolation activities the most interesting is water-swelling polymer with maximum water absorption AK-639, B-415 and B-615. These polymers swell in water, with time obtaining elastic properties. The period of intensive swelling of the polymer is 1-1.5 hour, and maximum swelling effects in 3-4 hours. The main pecularity of the polymers after water absorption is that every particle stays in gel condition. Swelling ability or quantity of abspred water of the polymer depends on water mineralization. The maximum swelling ability is shown when there is no salts in distillated water. Tap water shows absorption ability in the range of 100–150 g/g. Rheologically the polymer in the water reffered to a solutions with apparent viscosity flow character, has deformation behaviour and mechanical properties, that describe ability of polymer materials to deform under mechanical loads and wistand destruction. To the greatest extent these features shows polymer with grade V-415, less V-680.

The conducted research of shear fracture of polymer in the water saturated core sample (permeability 1.8 mkm^2) showed that it exceeds water filtering pressure in 24 times, and shear fracture of polymer in oil saturated core sample (permeability 0.136 mkm^2) exceeds oil filtration in 7.3 times. It appears that in water saturated core sample of polymer holds stronger, a selective behavior of polymer is observed.

The other composition that has been developed by

керне (проницаемостью 0,136 мкм²) в 7,3 раза превышает фильтрацию нефти. Получается, что в водонасыщенном керне ВНП удерживается прочнее, т.е. наблюдается селективность полимера.

Другим составом, разработанным ВНИИБТ, является гидрофобный полимерный тампонажный состав (ГПТС) [1, 5]. По своим реологическим свойствам он позволяет осуществлять прокачку по гибкой трубе без высоких давлений. Состав имеет сроки отверждения от 8 до 16 часов. В отличие от ВНП, он применяется как изоляционный материал, закачиваемый после блокирующих составов типа ВНП. После отверждения состав представляет собой резиноподобный материал, обладающий гидрофобными свойствами. При довольно длительном контакте с потоком нефти может набухать, размягчаться и переходить в вязкую жидкость по поверхности контакта.

Состав применяется при ликвидации заколонных перетоков. Положительные результаты при его использовании получены при ликвидации водопритоков в горизонтальные скважины.

В настоящее время выпускаются следующие марки ГПТС: ГПТС-20, ГПТС-40, ГПТС-75, ГПТС-110. Цифры указывают на температуры в скважинах, при которых они должны применяться. Основной отвердитель для ГПТС — вода, которая добавляется в количестве 3 %. В «холодных» скважинах дополнительно вводится ускоритель отверждения.

Средний расход ГПТС на скважину — 600–1200 л. При РИР обычно сразу после ГПТС закачивается цементный раствор из 2–3 т цемента с целью восстановления крепи за обсадной колонной.

Общая характеристика ГПТС приведена в табл. 1.

VNIIBT is a hydrophobic polymer backfill composition (HPBC) [1, 5]. According to its rheological properties it allows pumping through coiled tubing with no high pressure. The composition has solidification period from 8 to 16 hours. Unlike polymer it is being used as a sealing material, that has been pumped after blocking compositions like polymer. After solidification the composition represents rubbery material, that has hydrophobic properties. In case of long period contact with oil flow it could swell, soften and transfer to a visous fluid on the contacting surface.

The composition is being applied for elimination of behind-the-casing flows. Positive results during its use were obtained eleminating behind-the-casing flow into horizontal wells.

Nowadays they produce the following types of hydrophobic compositions: GPTS-20, GPTS-40, GPTS-75, GPTS-110. The figures point out the well temperatures they should be applied at. The main hardening agent for the compositions is water, that is added as 3 % addition. In cold well the hardening agent is added.

The average consumption of compositions for the well is 600–1200 liters. During isolation activities after the composition they pump cement solution, 2–3 tones of cement. Cement solution is pumped for the purpose of lining strengthening outside casing string.

The general properties of the composition is given in table 1.

VNIIBT conducted filtering testing of composition by +70 °C and pressure drop of 1.28 and 1.8 MPa through water-saturated core samples. The core samples were prepared from natural core samples of Fedorovski field. The results of composition affecting permeability of natural core samples are given in table 2.

Таблица 1

Показатель	Марка			Метод испытаний
	ГПТС-40	ГПТС-75	ГПТС-110	
1. Внешний вид	Подвижная масса без посторонних механических включений, сгустков			Визуально
2. Вязкость условная по ВЗ-248 (сопло 4 мм) при t = (20+2) °С, не более, с	60	60	50	ГОСТ 8420-84
3. Жизнеспособность композиции ГПТС после ввода отвердителя, не менее, ус. ед.	8	8	3	Метод ЦЛ: 100 ус. ед. — плотный гель
4. Пенетрация композиции ГПТС через 24 ч после введения отвердителя, не более, ус. ед.	100	100	100	

Table 1

Indicator	Sort			Testing method
	GPTS-40	GPTS-75	GPTS-110	
1. Appearance	Moveable mass with no mechanical impurities, clots			By sight
2. Funnel visousity according to B3-248 (nozzle 4 mm), t = (20+2) °C, no more than, c	60	60	50	GOST 8420-84
3. Viability of the composition after addition of hardening agent, not less than, conventional units	8	8	3	Approach CL: 100 conventional units – firm gel
4. Composition penetration in 24 hours after addition of hardening agent, no more than, conventional units	100	100	100	

Во ВНИИБТ были проведены испытания фильтрации ГПТС при температуре +70 °С и перепадах давлениях 1,25 и 1,8 МПа через водонасыщенные керны. Образцы кернов изготавливались из естественных кернов Федоровского месторождения. Результаты влияния ГПТС на проницаемость естественных кернов приведены в табл. 2.

In order to use the composition with coiled tubing, the control of the composition visousity at temperature growth is interesting. In one hour it decreases, than increases again. This pecularity improves conditions of conveyance of composition to depth of 2000–3000 meters.

Table 3 represents measurement of viscosity of composition at temperatures of +20 °C, the measurement has been

Таблица 2/Table 2

Исходная водопроницаемость, мД Initial water permeability, mD	Интервал по глубине изолирующего слоя, мм Interval according to depth of isolating layer, mm	Проницаемость, соответствующая изоляционным слоям, мД* Permeability that corresponds isolating layers, mD*
30	0-15	2
	15-30	2
	30-45	2
	45-60	2

* Остаточная проницаемость — следствие пропуска в кернодержателе
* Residual permeability – result of skip in the core holder

Для применения ГПТС с гибкой трубой представляет интерес изменение его вязкости при повышении температуры: она в течение 1 часа понижается, а затем снова возрастает. Эта особенность улучшает условия доставки ГПТС на глубины 2000–3000 м.

В табл. 3 приведены измерения вязкости состава ГПТС при температуре +20 °С, выполненные на вискозиметре ФАН при различных скоростях вращения на приборе.

conducted with viscosimeter FAN at a different rotating speed of the tool.

Table 4 gives measurement information with temperature increase.

Fig. 1 represents the behavior of temperature vs time and fig. 2 represents alterations in viscosity.

The represented materials for isolation activities in watered

Таблица 3/Table 3

Скорость, об/мин/Speed, rpm	300	200	100	60	30
Вязкость, сПз/Visousity, cP	184	121	61	37	19

Таблица 4/Table 4

Температура, °С/Temperature, °С	Время, мин/Time, minutes	Эффективная вязкость, Пз/Effective viscosity, cP
+ 30	5	0,89
+ 40	10	0,60
+ 50	15	0,55
+60	20	0,47
+70	30	0,33
+70	40	0,34
+70	50	0,36
+70	60	0,40
+70	120	0,70
+70	180	2,60
+70	240	6,00
+70	300	зашкал./pinning

В табл. 4 приведены данные измерений во времени с повышением температуры.

На рис. 1 графически представлен характер изменения температуры во времени, а на рис. 2 показано, как изменяется при этом вязкость состава.

Представленные материалы имеют перспективу применения с использованием гибких труб не только для проведения изоляционных работ в обводненных скважинах, но и в качестве потокоотклоняющих составов в виде малообъемных оторочек на участках нефтяных месторождений, когда между нагнетательными и добывающими скважинами возникают трассовые пути движения нагнетательной воды. Наибольший интерес для этих целей представляет ГПТС. Состав гидрофобен, отверждается от ввода в него воды. Время отверждения — от 8 до 24 часов. За

wells with coiled tubing have trends for use not only for these purposes, but also as flow deflecting solutions as small volume fringes in sections of oilfields, when there arise trass paths of injecting water between injection and producing well, the most interesting for these purposes is the composition. The composition is hydrophobic, and hardens when water is added.

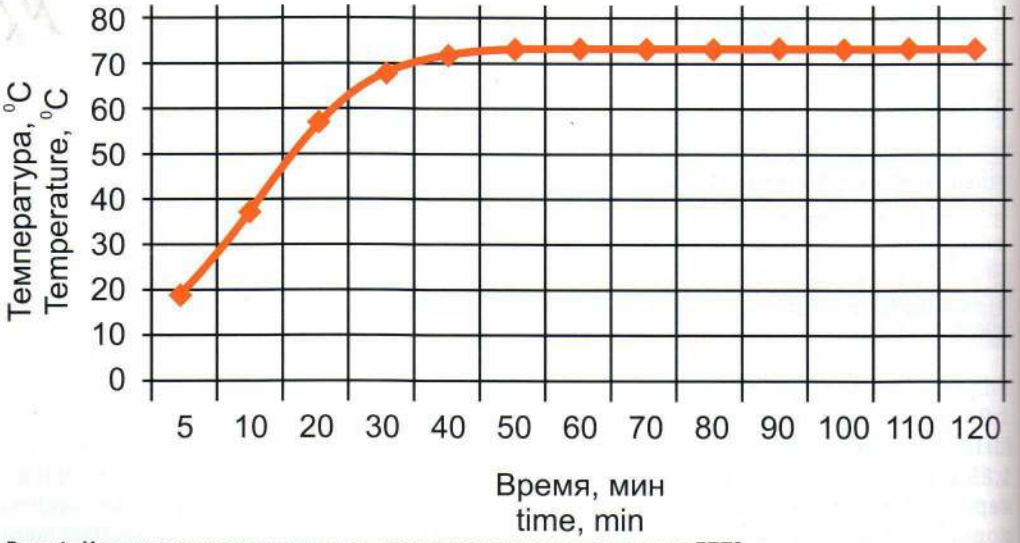


Рис. 1. Изменение температуры во времени при экспериментах с ГПТС
Fig. 1. Alteration of temperature vs time

счет гидрофобности он может создавать в каналах надежные перемычки. Другое полезное свойство ГПТС — при длительном контексте (несколько суток) он способен разрушаться и переходить в жидкость. Его селективность составляет 100 %. Поэтому его применение не может нанести ущерб нефтедобыче с очагового участка заводнением.

ВНИИБТ в своих разработках охватывает довольно широкий круг вопросов, особенно касающихся создания методов и устройств для повышения эффективности эксплуатации скважин.

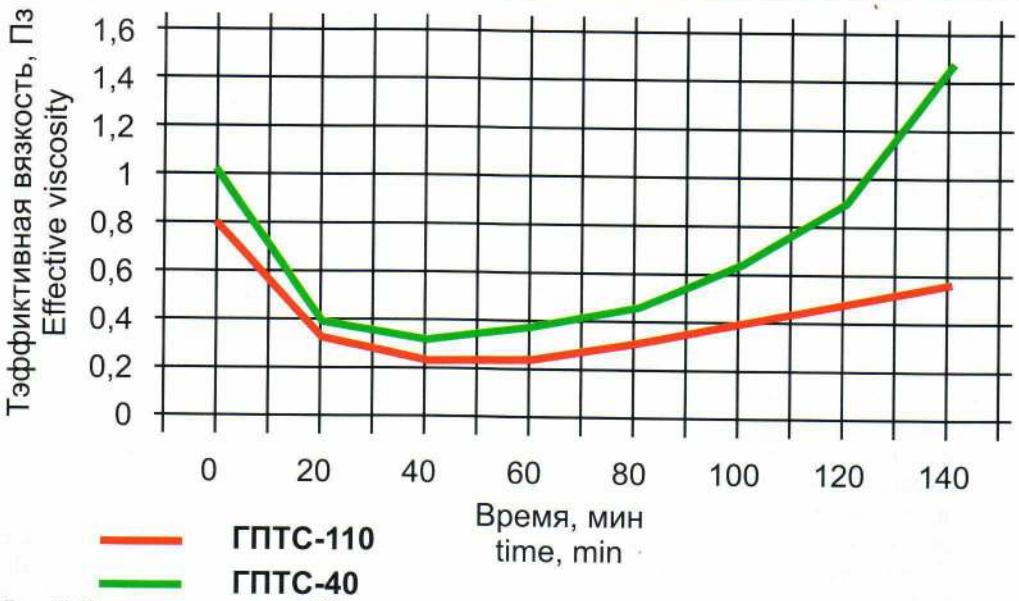


Рис. 2. Изменение вязкости ГПТС во время нагревания

Fig. 2. Alteration of composition visosity vs heating

Еще одним эффективным методом воздействия на призабойную зону пласта, активно разрабатываемым ВНИИБТ, является волновое знакопеременное воздействие с различными частотами и амплитудой. Это связано с тем, что вследствие перехода во многих нефтяных районах на эксплуатацию месторождений с низкопроницаемыми пластами, а следовательно, с относительно низкой продуктивностью, возрастает интерес к совершенствованию известных способов воздействия на нефтяные пласты с помощью волнового знакопеременного воздействия давлением. В отмеченных геологических условиях освоение каждого продуктивного пласта требует дифференцированного подхода к выбору методов обработки призабойной зоны (ПЗП), обладающих более высокими технологичностью и простотой в применении. Особенно это актуально, когда, например, низкая приемистость нефтяных пластов не позволяет закачивать кислоту без проведения гидроразрыва породы или пробуренная горизонтальная скважина из-за кольматации проницаемой породы имеет низкий дебит, а также в ряде других случаев.

Разработанный во ВНИИБТ гидропульсатор УГП-43 (рис. 3) представляет собой устройство, предназначенное прежде всего для интенсификации притока нефти в результате увеличения проницаемости пласта путем возбуждения в жидкости, находящейся в скважине, интенсивных упругих колебаний разной частоты, разрушающих породу в приствольной части с образованием сети микротрещин.

В состав УГП входят перепускной узел, имеющий переводник 1 с боковым 2 и центральным 3 обратным клапанами; приводной узел, состоящий из статора 6 и ротора 7, пяты 4 и шара 5; прерыватель потока 8, соединенный с ротором 7 и расположенный в контакте с заглушкой 11. При работе с применением гибкой трубы диаметром менее 66 мм выше УГП устанавливается утяжеленная труба длиной до 10–20 м для снятия колебаний гибкой колонны от возникающих импульсов давлений.

УГП конструктивно выполняется для применения как при прямой, так и при обратной циркуляции. В настоящее время распространение получает УГП для работы с обратной циркуляцией. Такая технологическая схема при использовании гибких труб довольно широко применяется за рубежом [6] при удалении столба песка, твердых частиц в сильно искривленных скважинах и с большим диаметром труб. При применении УГП обратная циркуляция также не

The hardening time is about 8–24 hours. Due to hydrophoby it creates reliable bridges inside channels. The other useful feature of the composition is that in a couple of days it could destoy itself and transfer to fluid. Its selectivity is 100 %. That is why its application could not cause harm oil production with waterflooding.

VNIIBT embraces wide range of issues in its researches especially issues regarding development of methods and tools for the increase in well operating efficiency.

One of the effective approaches of influence on bottomhole formation zone that has activelly been developing by VNIIBT is the wave alternating effect with different frequences and amplitude. This is connected with the fact that due to beginning of operation in many oilfields of formations with low permeability, and accordingly with relatively low flow rate, there arises interest towards perfecton of known approaches of formation control with pressure wave alternating effect. Under the mentioned geological conditions the development of each pay zone requires differentiated approach towards selection of treatment methods of bottomhole formation zone, that are more technological and simplier to use. It is especially important when low injectivity of oil saturated seams does not allow acid pumping without fracturing or horizontally drilled well due to mudding of permeable rock has low rate as well as in a number of other cases.

The developed by VNIIBT hydraulicpulser UGP-43 (fig. 3) represents a tool designed for stimulation of oil inflow as a result of permeability increase of seam by means of stimulation in fluid that is inside the well, intensive elastic vibrations that destroy rock in nead bore part with creation of microcracks.

UGP comprises by-passing unit, that has switcher 1 with side 2 and central 3 check valves, actuating unit, that comprises stator 6 and rotor 7, abutment 4, ball 5, flow breaker 8, that is connected with rotor 7 and located adjacent to plug 11. During operation with coiled tubing, with O.D. not less than 66 mm above UGP there is installed heavy tubing, length up to 10–20 m for elimination of string fluctuations from the arising pressure pulses.

UGP has been designed for direct and reverse circulation. Now the most widespread is the UGP with reverse circulaton. Such technological process flowsheet for coiled tubing use is widely used abroad[6] for columns of sand, solid particles removal in deviated wells and wells with big tubing O.D. With the use of UGP the reverse circulation did not cause any complications.

создавала каких-либо осложнений.

Техническая характеристика УГП:

Расход жидкости, л/с	0,5–1,5
Частота пульсаций давления, Гц	5–10
Амплитуда импульсов давления, МПа	3–5
Давление, МПа	3–9
Наружный диаметр, мм	43
Длина, мм	1060
Масса, кг	35

Устройство работает следующим образом.

При кислотной обработке продуктивного пласта кислота подается через НКТ к устройству, спущенному к подошве обрабатываемого пласта. Кислота продавливается в скважину, проходя через боковой обратный клапан 2. После завершения продавливания в затрубное пространство устройство поднимается выше уровня кислоты в обсадной колонне. Создается обратная циркуляция жидкости через затрубное пространство, устройство, НКТ к устью скважины. Конструкция устройства такова, что кислота не проходит через винтовую пару — героторный механизм и не наносит вреда полированной поверхности ротора, что существенно удлиняет срок его службы.

При обратной промывке скважины рабочая жидкость поступает в корпус устройства через отверстие 9 и, попадая в приводной узел, приводит во вращение ротор 7 и выходит через центральный клапан в НКТ. Прерыватель потока 8 периодически перекрывает отверстие 9 и вызывает возникновение гидравлических импульсов в скважине.

На рис. 4 представлена схема работы УГП при обработке скважины для повышения приемистости, а также освоении добывающей скважины без подъема устройства на поверхность. Практически по этой же схеме проводятся работы с устройством при дренаже приствольной части в нагнетательных скважинах или изоляции проницаемых пластов с помощью тампонажных составов, например глинистого раствора. Глиноматериал как тампонажный состав наиболее стойкий к коррозии и воздействию минерализованных сред.

При дренировании перфорированного интервала в нагнетательных скважинах обычно используется пластовая вода. В скважину спускается устройство для создания импульсов давления в кровле перфорированного интервала. Образуется обратная циркуляция. При этом определяются следующие параметры режима закачки пластовой воды: производительность закачки и давление на устье скважины ΔP. Повторные замеры параметров производятся через 2 часа. Если приемистость скважины за время обработки не изменилась, то рекомендуется увеличить производительность закачки жидкости в 1,5 раза с фиксированием результатов также через 2 часа. Усиление воздействия на перфорированный интервал нагнетательной скважины может достигаться дополнительно в результате частичного перекрытия выхода жидкости на поверхность из НКТ. При этом гидроимпульсы создаются с прежними частотой и давлением, но при повышенном общем давлении в скважине. При наличии сомкнутых трещин данная дополнительная операция способствует их раскрытию.

Опыт применения УГП для повышения проницаемости пластов [7] позволяет сделать следующие выводы.

1. Разработанное устройство позволяет сократить время на обработку скважины с низкопроницаемыми продуктивными пластами в результате эффективного воздействия на призабойную зону гидроимпульсами и уменьшения числа спускоподъемных операций.
2. Устройство можно применять вместе с известными технологиями обработки ПЗП в добывающих и нагнетательных скважинах, а также при проведении изоляционных работ.
3. Устройство можно применять в мобильном варианте с

The technical properties of UGP:

Fluid flow, l/s	0,5–1,5
Pressure pulse frequency, Hz	5–10
Amplitude of pressure pulse, MPa	3–5
Pressure, MPa	3–9
O.D., mm	43
Length, mm	1060
Weight, kg	35

The tool operates as follows:

During acid treatment of pay zone the acid has been pumped via production string to a tool that is run to bottom of the treated formation. The acid gets into the well, passing the side check valve 2. After getting into the well the tool is coming up above the acid level in casing string. There arises reverse circulation of fluid via annular space, tool, tubing string to the wellhead. The design of the unit does not allow the acid passing through screw pair – gerorotor mechanism, and does not harm the polished surface of the rotor, that significanly increases its lifetime.

During reverse flushing of a well the working fluid gets inside the tool via port 9 and getting into the actuating mechanism, drives rotor 7 and comes out via central valve to production string. The flow breaker 8 opens the opening 9 at regular intervals and causes hydraulic pulses inside the well.

Fig. 4 represents the operating layout of UGP for well treatment in order to increase its injectivity, as well as development of producing well with no need to POOH the tool to the surface. Almost the same layout is used in order to operate the unit while draining the near-bore part in the injection wells or isolating the permeable formations with the help of grouting mortars, for example mud solution. Clay, as a grounting mortrar is the most resistant to corrosion and influence of mineralized medium.

They usually use formation water for draining the perforated interval in injection wells. They run in hole the tool for pressure pulse generation to the roof of the perforated interval. There arises reverse circulation. They define following properties of formation water pumping mode: pumping rate and wellhead pressure ΔP. The repeated measurements are conducted in 2 hours. If the well injectivity during the treatment is permanent, they recommend to increase pumping rate in 1.5 times with results registration in 2 hours. Increase of impact on perforated interval of injection well could additionally be achieved as a result of partial closing of flow to the surface from tubing string. The hydraulic pulses are generated with the same frequency and pressure, but with increased overall pressure inside well. Should there be any closed cracks the operation would facilitate crack opening.

The experience of UGP application for formation permeability increase [7] allows to make following conclusions.

1. The developed tool allows time reduction for the well treatment with low permeable pay zones, as a result of effective influence to bottomhole formation zone with hydraulic pulses and reduction of number of trips.
2. The tool could be used along with known technologies of bottomhole formation zone treatment in producing and injection wells, as well as for isolation activities.
3. The tool could be used as a mobile unit with coiled tubing including horizontal wells.

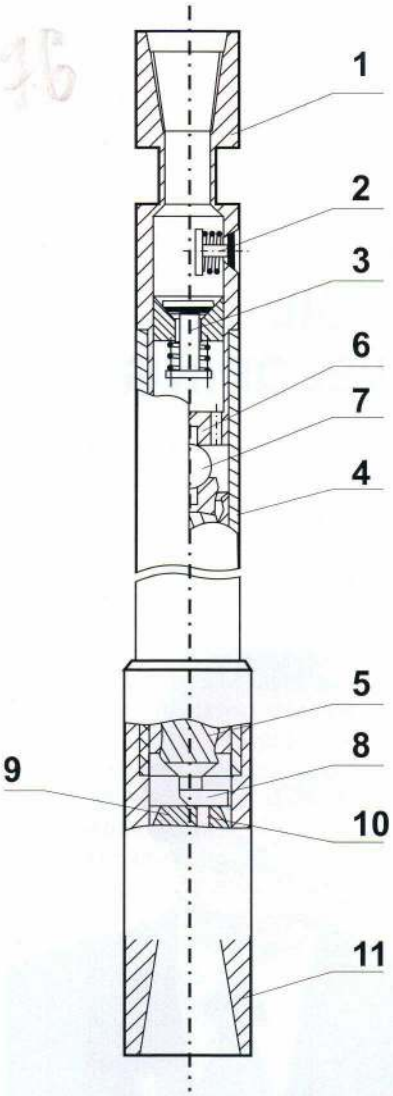


Рис. 3. Схема устройства УГП-43

Fig. 3. Draft of UGP-43

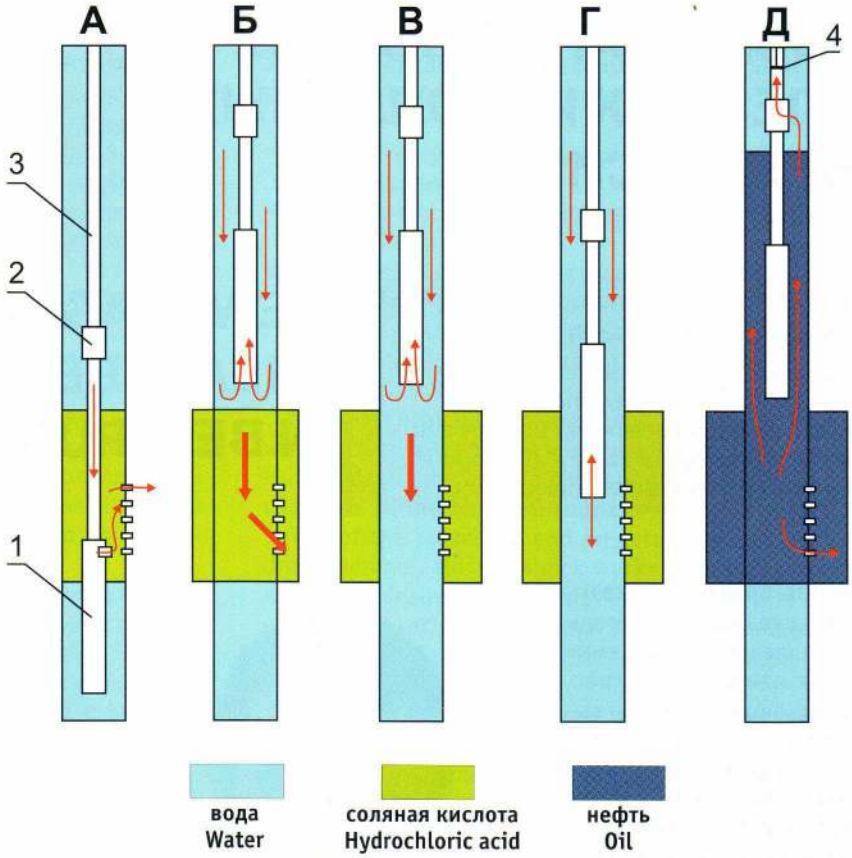


Рис. 4. Схема применения УГП в скважине:

а — размещение соляной кислоты в интервале перфорации;
б, в — соответственно начало и окончание задавливания соляной кислоты;
г — промывка скважины, вымыв продуктов реакции при прямой и обратной циркуляции;
д — освоение скважины свабированием;
1 — гидропульсатор, 2 — муфта, 3 — трубы, 4 — сваб

Fig. 4. Downhole application of UGP
a – location of hydrochloric acid in perforating interval;
b,c – correspondingly beginning and end of hydrochloric acid pumping;
d – well flushing, flushing of reaction products of direct and reverse circulation;
e – well swabbing;
1 – hydraulic pulse generator, 2 – coupling, 3 – tubing, 4 – swab

использованием гибких труб, в том числе в горизонтальных скважинах.

Литература

1. Курочкин Б.М., Аджигалиев М.Д. Обзор перспективных разработок ВНИИБТ в области ремонтно-изоляционных работ в скважинах // Вестник буровых подрядчиков. — № 2. — М.: «Изд. Нефть и Газ», 2003.
2. Курочкин Б.М., Кандаурова Г.Ф. Проведение ремонтно-изоляционных работ с применением ВНП в НГДУ «Лениногорскнефть» // НХ. — № 2. — 2000.
3. Патент № 2241818, класс 7 E21B 33/138 Б.И. № 34 10.12.04 г.
4. Курочкин Б.М. Применение цементного раствора с высокой тиксотропией при ремонте скважин // НХ. — № 2. — 2000.
5. Курочкин Б.М., Сафиуллин Р.А., Манапов И.З., Гилязов Ш.Я. Применение ГПТС при изоляционных работах в скважинах // НТЖ «Бурение» ВНИИОЭНГ. — 12. — 1998. — С. 23–24.
6. Обратная циркуляция при помощи колтюбинговой трубы, результаты проведения свыше 1600 операций // Информационный лист (Аннотации статей) // Время колтюбинга. — № 8–9. — 2004. — С. 43, 63.
7. Курочкин Б.М., Тахаутдинов Р.Ш., Шаймарданов Р.Г., Магалимов А.А. Применение глубинного гидропульсатора для обработки призабойной зоны скважины // НХ. — № 8. — 2004.

Literature

1. Kurochkin B.M., Adgigaliev M.D. The survey of VNIIBT prospective developments in servicing-isolation operations with wells// Bulletin of drilling contractors. M.: Oil and Gas, –No.2. –2003.
2. Kurochkin B.M., Kandaurova G.F. Servicing-isolation activities with water swelling polymer in NGDU Leninogorskneft, Neftyanoe Khozyaistvo. –No.2. –2000.
3. Patent No.2241818, class 7 E21B 33/138 Б.И. No. 34 10.12.04
4. Kurochkin B.M. Application of cement solution with high thixotropy while servicing wells// NKh. –No.2. –2000.
5. Kurochkin B.M., Safiullin R.A., Manapov I.Z., Gilazov Sh.Y. Application of composition in isolation activities in wells// Burenie, VNIIOENG. –12. –1998. –p.23–24.
6. Bulletin (Annotations) Reverse circulation with coiled tubing, results of over that 1600 jobs// Coiled tubing times. –No.8–9. –2004. –p.43, 63.
7. Kurochkin B.M., Takhaudinov R.Sh., Shaimardanov R.G., Magalimov A.A. Application of downhole hydraulic pulse generator for bottomhole zone processing// NKh. –No.8. –2004.

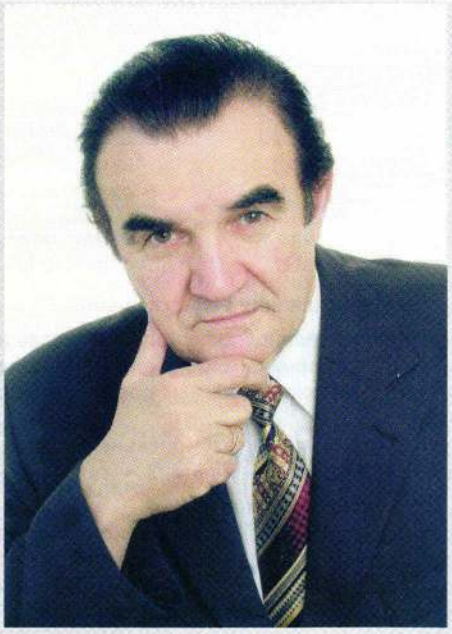
НОВЫЙ ЭТАП ОСВОЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ В БЕЛАРУСИ

Доктора технических наук, профессора, члены РАЕН
Б.А. Богатов, В.С. Войтенко, Е.М. Шелков
(Белорусский национальный технический университет, факультет природных ресурсов и экологии;
Российская академия наук, НИЦ «Экология и промышленная энерготехнология»)

Doctors of technical science, members of RAEN
B.A. Bogatov, V.S. Voitenko, E.M. Shelkov
(Byelorussian national technical university; faculty of natural resources and ecology; Russian academy of sciences, "Ecology and industrial technology of energy" (Ecologia i promyshlennaya energotechnologia)

NEW STAGE OF SOIL TREASURES DEVELOPING IN BELARUS

Мировая практика показывает, что скважинные методы добычи полезных ископаемых являются наиболее прогрессивными, экономически выгодными в большей степени экологически безопасными. Основаны эти методы добычи на переводе под землей полезных ископаемых в жидкое, газообразное или удобное для гидротранспорта состояние путем растворения, выщелачивания, газификации и гидроразрушения. Они могут применяться как для добычи каустобиолитов, так и различных руд, в том числе черных, цветных и благородных металлов.



В.С. Войтенко V.S. Voitenko

Б.А. Богатов B.A. Bogatov

В Беларуси имеется необходимая минерально-сырьевая база для развития скважинных методов добычи полезных ископаемых: нефти, в том числе тяжелые, калийная и каменная соли, бурый уголь, горючие сланцы, фосфориты, давсониты, металлы, пески для стекольной и строительной промышленности и др.

Свое видение перспективных направлений освоения недр Беларуси с целью снижения зависимости от внешнего энергоносителя и экологической напряженности в Беларуси авторы изложили в целом ряде ранее опубликованных работ, в частности в монографии «Перспективы скважинной добычи полезных ископаемых в Беларуси» (Мн.: Технопринт, 2004. — 258 с.). В печати находится монография «Экологическая безопасность: идеи и практика скважинной добычи полезных ископаемых и утилизации отходов», в которой обобщены ранее выполненные работы в данном направлении.

Новый этап в освоении скважинных методов добычи полезных ископаемых, по нашему мнению, связан со следующими тремя направлениями:

1. Управление проницаемостью горного массива с помощью наведенных силовых волн.
2. Применение колтюбинговых технологий для целей горного производства.
3. Применение технологий высокотемпературной газификации при разработке месторождений каустоби-

World experience shows that downhole recovery methods of treasures of the soil are the most advanced, economically sound and environment friendly. The methods are based on convertation of treasures of the soil into liquid, gaseous or any convenient for hydrotransport condition by means of resolution, leaching, gasification and hydro-destruction. They could be used for production of caustobioliths, as well as for different ores, including ferrous, non-ferrous and precious metals.

Belarus has necessary mineral-raw material source for development of downhole methods of mineral wealth recovery: oil, as well as heavy, potassium and rock salt, brown coal, inflammable shales, phosphorites, dawsonites, metals, sands for glass and construction industries and so on.

Its vision of the prospective trends of land-reclamation of Belarus for the purpose of dependency decrease on the outer energy carriers and ecological tension in Belarus authors have published in a number of previously published works, in particular in monograph "Prospectives of the downhole recovery of mineral resources in Belarus" (Minsk: Technoprint, 2004. –258 p.). Now they publish monograph "Environmental safety: ideas and practice of downhole recovery of mineral resources and recycling of wastes", where they summarize all the earlier works of this trend.

олитов (тяжелые неподвижные или малоподвижные нефти, уголь, горючие сланцы, битумы, нефтяные пески и др.).

Основные принципы первого направления заключены в создании волнового воздействия на горный массив с помощью специального оборудования — генераторов упругих волн. Каналом для передачи энергии волн служит жидкость, заполняющая скважину (горную выработку). Частота и мощность импульсов зависят от приводного механизма (гидро-, пневмо-, электроударник). Чтобы повернуть волну в нужном направлении, используют отражатели специальной формы. Технология позволяет формировать эффективную пористость в продуктивных пластах на десятки и сотни метров выработки.

Технология управления проницаемостью горного массива, базирующаяся на его обработке направленными силовыми волнами, позволяет с высокой эффективностью решать многие практические задачи горного производства, в том числе:

- вводить в рентабельную разработку месторождения твердых полезных ископаемых методом подземного растворения, выщелачивания и газификации;
- увеличить в несколько раз дебиты нефтегазоконденсатных и водяных скважин, повысить коэффициент нефтегазоконденсатоизвлечения на 10–30 %;
- реанимировать отработанные нефтяные месторождения, восстанавливать и вовлекать в эксплуатацию низкодебитные, ранее нерентабельные скважины, интенсифицировать процессы добычи тяжелых нефтей;
- обеспечить защиту питьевых вод от загрязнений, шахт, тоннелей и карьеров — от водопритоков;
- укрепить откосы бортов карьеров, насыпных дамб, берегов водоемов, а также оползающие горные массы и др.

Основные принципы второго направления развития прогрессивных технологий добычи связаны с использованием колтюбинговых установок (Coiled tubing (англ.) — свертывать кольцом, укладывать в бухту трубы; добыча с помощью гибких труб), позволяющих осуществлять в комплексе с волновым воздействием следующие скважинные методы разработки месторождений полезных ископаемых:

- гидродобычу (фосфориты, уголь, давсониты, пески, алмазы и др.);
- подземное растворение каменной и калийной солей;
- подземную газификацию углей и горючих сланцев;
- подземное выщелачивание металлов и др.

При разработке нефтегазоконденсатных месторождений с помощью колтюбинговых технологий можно осуществлять:

- бурение на депрессии с сохранением природных коллекторских свойств продуктивных пластов и получением достоверной информации об их нефтегазосодержании;
- интенсификацию притоков нефти и газа за счет солянокислотной обработки пластов, гидроразрезов, волновых воздействий и т.п.;
- восстановление (реанимацию) отработанных скважин путем бурения вторых и горизонтальных стволов.

Следует также отметить, что колтюбинговые технологии позволяют обеспечивать высокий уровень безопасности для работающих в горных выработках за счет управления горным давлением и предотвращения выбросов в выработку водогазовых эманаций.

Третье направление повышения эффективности использования природных ресурсов связано с широким внед-

The new stage in development of downhole recovery aproaches of the mineral resources, to our point of view is connected with the following three trends:

- permeability management of the massif with the help of induced power waves;
- the use of coiled tubing technologies for the mining production;
- application of high temperatute gasification technologies for the purpose of caustobiolith field development (heavy stationary or slow-moving oil, coal, shale oil, bitumen, oil sand and other).

The basic principles of the first trend are creation of the wave influence on massif with special equipment – generators of elastic waves. The channel of the energy transfer is the fluid filling the well (mine working). Frequency and power of the pulses depend on actuating mechanism (hydro-, pneumo-, electric shock worker). In order to turn the wave into desired direction they use reflectors of special shape. The technology allows to form effective porosity into pat beds for the tens and hundreds of meters of mine working.

The permeability managing technology of massif, basing on its treatment with directional power waves allows to solve many practical tasks of the rock production, as well as:

- to launch field of solid mineral wealths into profitable development by means of downhole solution, leaching and gasification;
- increase recovery of oil and gas condensate and water wells, increase recovery ratio by 10–30 %;
- reanimate the abandoned oilfields, reestablish and launch into production wells with low flow rates, considered non-profitable before, stimulate production of heavy oil;
- protect drinking water from contamination, mines, tunnels and open mines from water inflow;
- reinforce slants of open-cast mines, protruding dykes, reservoir shores, as well as slipping excavation.

The main principles of second trend of development of recovery progressive technologies are connected with coiled tubuing unit use, that allow to fulfill the following working aproaches along with wave impact:

- hydraulicking (phosphorite, coal, dawsonites, sand, diamonds and others);
- downhole solution of rock and potassium salt;
- dowhole gasification of coal and shale oil;
- dowhole metal leaching and so on.

While developing oil and gas condensate wells with coiled tubing technologies it is possible to implement following:

- Underbalanced drilling saving natural reservoir properties of pay beds and obtaining information on oil and gas content;
- Stimulation of oil and gas inflow due to acid treatments, hydraulic fracturing, wave impact and so on;
- Reestablishment of abandoned wells by means of drilling of secondary and horizontal boreholes.

We should also mark that coiled tubing technologies allow to reach high safety level for the working people inside excavation, due to rock pressure managing and prevention of blow-ups to course of water-gase emanations.

рением в практику высокотемпературной шахтной печи (ВШП). ВШП представляет собой устройство, в котором для обеспечения полной диссоциации сложных молекул всех компонентов шихты используется газовый поток с температурой до 2000 °С и более без применения для этой цели технологической энергии (электродуговых процессов). Химический состав этих газов таков, что обеспечивается полное извлечение кислорода из органических компонентов и окислов металлов, содержащихся в шихте. Полное изъятие из всех органических компонентов шихты атомов кислорода гарантирует отсутствие в выходящих из печи газах диоксинов и окислов азота.

Предлагаемая технология основана на давно освоенных промышленностью развитых стран технологиях выплавки грунта из руды в доменных печах и выплавки стали из чугуна в сталеплавильных агрегатах.

Следует подчеркнуть, что в перерабатываемых каустобиолитах (уголь, сланцы, торф, битум, озокерит и др.) не содержится химических элементов, поведение которых в доменной печи или сталеплавильном агрегате не было бы досконально изучено ранее. Это служит гарантией экологической чистоты газификации каустобиолитов в ВШП.

В настоящее время известен энергокомплекс с ВШП российского производства производительностью 60 тыс. т шихты в год, положительно зарекомендовавший себя в металлургической отрасли, атомной энергетике и авиационной промышленности. Этот комплекс позволяет производить:

- синтез-газ;
- электро- и тепловую энергию;
- углеводородные топлива (бензин, дизельное топливо);
- искусственный базальт (волокно, изделия, утеплители);
- строительные материалы (цемент, керамзит, щебень и др.);
- синтетический чугун;
- ферросплавы.

В ВШП кроме каустобиолитов могут полностью перерабатываться по экологически чистой и высокорентабельной технологии твердые бытовые и промышленные отходы (ТБПО). При этом не требуются их сортировка и сушка, которые на 40 % и более увеличивают себестоимость переработки в целом. Газификация твердых каустобиолитов и отходов в ВШП может коренным образом изменить направление развития топливно-энергетического комплекса. В Беларуси имеются запасы бурого угля — 1350 млн т, горючих сланцев — 7880 млн т. Количество ежегодно образующихся бытовых отходов превышает 2 млн т. Отходы гидролизного производства, по оценкам, составляют около 7 млн т. По некоторым оценкам, на различных свалках сосредоточены сотни миллионов тонн ТБПО. При ежегодной газификации 20 млн т из шихты ТБПО можно получать 18–20 млрд м^3 горючего газа. Это один из путей решения задачи энергетической безопасности страны на многие годы. По нашим оценкам, комплексная технология, включающая одновременно процессы добычи каустобиолитов (например, бурого угля методом гидродобычи) с их последующей газификацией в ВШП позволяет сделать разработку белорусских высокозольных и обводненных угольных месторождений рентабельной.

В заключение следует отметить, что волновые и колтюбинговые технологии в сочетании с процессами высокотемпературной газификации позволят резко повысить эффективность скважинных методов добычи полезных ископаемых в Беларуси.

The third trend is use efficiency increase of natural rersources is connected with wider use of high temperature shaft furnace. It is a device, that in order to provide complete dissociation of complex molecules of all the components of furnace uses gas flow with temperature 2000 and higher without application of technological energy for this purpose (electroarc processes).

The chemical composition of these gases provides full oxigen recovery from organic components and metal oxides, that are inside the furnace. The complete extraction of all the organic components of furnace oxigen molecules guarantees the absence in the furnace gases dioxine and nitrogen oxide.

The offered technology is based on accepted by industry of developed countries technologies of cast iron smelting from ore in blast-furnaces and smelting steel from cast iron in steel smelting units.

We should admit that in the processed caustobiolith (coal, shale, peat, bitumen, ozocerite and others) there are no chemical elements which behaviour in blast-furnca or steel smelting unit has not been earlier studied. This ensures environmental safety of caustobiolith gasification inside high temperature shaft furnace.

Nowadays there is a wide known energy system with high temperature shaft furnace of Russian make, capacity 60.000 tomes per year charge, that has proven its capacity in Metallurgical industry, nuclear power and aircraft industry. The mentioned system allows producing the following:

- gas synthesis;
- electric and heat energy;
- hydrocarbon fuel (benzin, diesel);
- artificial basalt (fiber, products, heat insulation);
- construction materials (concrete, claydite, crushed stone and so on);
- synthetic iron;
- ferroalloys.

Besides caustobiolith they process in high temperature shaft furnace in accordance with environmental friendly and high-profitable technology solid domestic and industrial waste. Technology does not require its sorting and drying, that incur 40 % cost increase. Gasification of solid caustobioliths and wastes in high temperature shaft furnace could drastically change the development trends of fuel and energy complex. Belarus has about 1350 millions of tones of brown coal, 10 000 millions of tones of shale oil. Annual volume of domestic waste amounts up to 2 millions of tones. The wastes of hydrolytic production according to estimates amount up to 7 millions of tones. According to some estimations, scrap heaps have hundereds of millions of tones of solid domestic and industrial waste. On condition of annual gasification of 10 millions of tones of brown coal and solid domestic and industrial waste it is possible to obtain 18–20 billions of m^3 of fuel gas. So there is one of the ways to solve energy safety issue for many years. According to our estimates, the system technology, including issues of caustobiolith production (for example brown coal by means of hydroproduction) with its following gasification in high temperature shaft furnace allows to make recovery of byelorussian watered and high-ash coal fields profitable.

As a conclusion we should admit that wave and coiled tubing technologies combining with processes of high temperature gassification allows to drastically increase efficiency of downhole recovery aproaches in Belarus.

ЦИРКУЛЯЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ НА ДЕПРЕССИИ

В.И. Мищенко,
генеральный директор ООО «Компания «Техномехсервис», кандидат технических наук,
А.А. Добик,
технический директор ООО «Компания «Техномехсервис», кандидат технических наук

CIRCULATION SYSTEMS FOR COILED TUBING DRILLING, INCLUDING UNDERBALANCED DRILLING

V.I. Mischenko,
general manager of Technomechservice, candidate of technical science,
A.A. Dobik,
technical director of Technomechservice, candidate of technical science

Эффективность применения колтюбинговой техники, а также надежность и долговечность гибкой трубы при бурении скважин и зарезке вторых стволов зависит от ряда факторов. Одним из них является качество буровых растворов, а конкретнее — содержание в нем твердой фазы. Даже при удачной рецептуре бурового раствора, основанной на применении высококачественных химических реагентов, накопление в нем выбуренной породы способно на 30–40 % снизить стойкость долот и механические скорости бурения. Как следствие, увеличивается количество спускоподъемных операций, что естественно приводит к преждевременному износу гибкой трубы. Устранить влияние этого фактора можно только применением современных циркуляционных систем с полномерной системой очистки бурового раствора. Специалисты по бурению уделяют серьезное внимание выбору долот, качеству насосной группы, режимам бурения, вопросы же наземной циркуляции буровых растворов остаются на втором плане. Для малолитражного бурения зачастую адаптируются старые циркуляционные системы с примитивной системой очистки, удаляющей не более 20–30 % выбуренной породы. В то же время зарубежные сервисные компании в качестве обязательного условия бурения требуют полномерную систему очистки и отказываются от сервиса при ее отсутствии.

Рассмотрим особенности циркуляционных систем для колтюбингового бурения. Прежде всего это бурение малолитражное с производительностью промывки, как правило, до 10 л/с. Требуется также небольшой объем бурового раствора на поверхности (до 30–40 м^3). Колтюбинговая техника мобильна и транспортабельна, следовательно циркуляционные системы также должны быть мобильными, иметь повышенную монтажеспособность (несколько часов) и транспортные габариты, позволяющие без демонтажа производить их перевозку. Комплектующее очистное и насосное оборудование должно соответствовать производительности буровых насосов, т.е. применение обычного энергоемкого оборудования нерационально. Требующееся специальное оборудование для малогабаритных циркуляционных систем (МЦС) следующее:

- компактный дегазатор «Каскад-40М»;
- малогабаритное вибросито СВ1ЛМ-02, ВСМ, ВСМ-01;
- пескоотделитель ПГ-22, ПГ-30 производительностью до 30 л/с;
- центрифуга ОГШ-35, ОГШ-500;
- насосы ПН-12, ПН-63;
- малогабаритные блоки приготовления.

При выборе номенклатуры оборудования нужно учитывать и режимы бурения. Так, при зарезке вторых стволов на Северном Кавказе ввиду малого объема выбуренной породы применялись только вибросито СВ1ЛМ-02 и центрифуга ОГШ-32 (рис. 1). Система была выполнена в виде двух ма-

The efficiency of coiled tubing equipment application, as well as reliability and durability of coiled tubing during tubing drilling and sidetracking depends on many factors. One of them is the quality of drilling fluids, more specifically the content of solid phase. Even if the compounding of drilling fluid is successful, based on application of high quality chemicals, the accumulation of drilling could cause 30–40 % reduction of drilling bit durability and mechanical speed of drilling. As a result there increases a number of trips, that lead to premature tubing wearout. It is possible to eliminate the impact of the factor only with the use of state-of-the-art system with comprehensive drilling fluid cleaning. Drilling specialists pay great attention to selection of drilling bits, quality of pumping equipment, drilling modes, issues of surface circulation stay behind the scene. They often adapt old circulation systems with primitive cleaning system for small capacity drilling, that remove 20-30% of the drilling cuttings. At this time foreign servicing companies as a must require full-size cleaning system and reject servicing in case the system is absent.

Let us examine pecularities of circulation systems for coiled tubing drilling. First of all this is a low capacity drilling, as a rule up to 10 liters per second. They requre small volume of drilling fluid at the surface (up to 30–40 m^3). Coiled tubing equipment is mobile, accordingly the circulation systems should also be mobile, have simple mounting ability (few hours) and transporting dimensions that allow to carry them without disassembly. The component cleaning and pumping equipment should correspond the capacity of drilling pumps, that is the use of common power-consuming equipment is unpractical. The requied special equipment for small-size circulation systems

Рис. 1. Малогабаритная циркуляционная система объемом 30 м^3
Fig. 1. Compact circulation system 30 m^3.

логабаритных модулей с системой очистки и приготовления буровых растворов. Объем МЦС составлял около 30 м³. При увеличении длины модулей до 8,5 м объем МЦС может составить 50 м³.

На рис. 2 и 3 показана МЦС в северном исполнении с жестким утепленным каркасом укрытия с комплектностью: дегазатор «Каскад-40М», однокассетное вибросито ВСМ, сито — гидроциклонный сепаратор СГС-22 на базе вибросита ВСМ и пескоотделителя ПГ-22 и бессальникового насоса ПН 63,

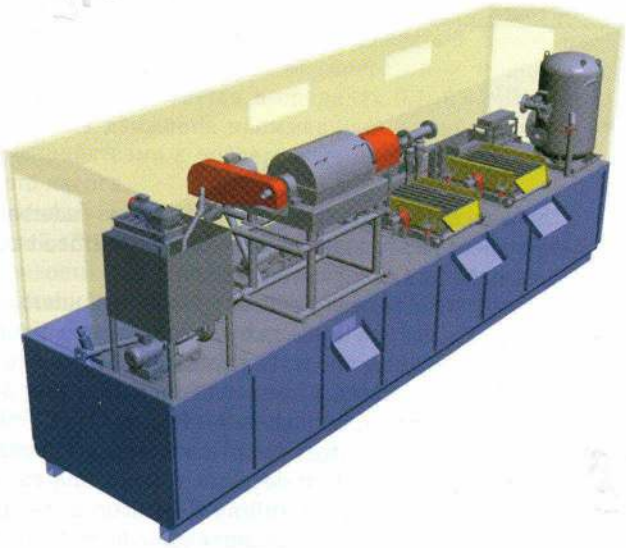


Рис. 2. Компоновочная схема МЦС объемом 30 м³ с утепленным укрытием.

Fig. 2. Lay-out diagram SCS 30 m³ with heated cover.

центрифуга ОГШ-35 с бессальниковым насосом ПН 12,5, встроенный блок приготовления буровых растворов с насосом 6Ш8-2 и блок приготовления растворов реагентов БПР-3 в уменьшенном варианте. Особенность этой МЦС в том, что выполнена она в виде двух жестких модулей, транспортируемых без демонтажа оборудования. Монтажеспособность МЦС — 3–4 часа. Компания изготовила и поставила такие МЦС в «Пурнефтегазбурение» и в Нефтеюганск.

Хотелось бы отметить роль центрифуг в очистной системе. Этот механизм удаляет шлам, причем мелкодисперсный и наиболее склонный к диспергированию, больше чем все предыдущие ступени очистки. Шлам с дисперсностью 5–40 мкм, удаляемый центрифугой, наиболее вреден для работы насосов и долот. Центрифуга также является фактически регулятором плотности бурового раствора, и при бурении на плотностях менее 1,15–1,16 г/см³ ее применение всегда экономически выгодно.

В компьютерной базе нашей компании имеются более 20 компоновок МЦС с различными объемами, производительностью, степенью очистки, климатическими исполнениями. Затраты на оснащение колтюбинговой техники такими системами минимальны, а окупаемость затрат только на экономии долот, химреагентов и снижении износа оборудования — несколько месяцев. Это подтверждает наша многолетняя практика работы.

Широкая область применения колтюбинга — вскрытие продуктивных пластов на депрессии. В этом случае роль циркуляционной системы трудно переоценить.

Есть смысл рассмотреть бурение на депрессии с промывочными жидкостями на углеводородной основе и с азотом в качестве регулятора плотности. При этом применяются два типа ЦС — открытая и закрытая. Откры-

(SCS) is as follows:

- Portable degasser Kaskad-40m,
- Small-size shaking sieve SV1LM-02, VSM, VSM-01.
- Sand separator PG-22. PG-30, capacity up to 30 liters per second
- Centrifuge OGSH-35, OGSH-500
- Pumps PN-12, PN-63
- Small-size preparation units

While choosing the range of surface equipment it is necessary to consider drilling modes. While sidetracking in Northern Caucasus because of small volume of drilled rock they used only shaking sieve SV1LM-02 and centrifuge OGSH-32 (fig.1). The system has been made as a two small dimension modules with cleaning system and system of drilling fluid preparation. The volume of SCS amounted 30 m³. Increasing the module length to 8.5 meters the volume of MCS could amount 50 m³.

Fig 2 and 3 show northern version of SCS with hard heated framework with following: degasser Kaskad-40m, single-catridge shaking sieve VSM, shale shaker-desander separation unit SGS-22 on a basis of shaking sieve VSM and sand separator PG-22 and packless pump PN 63, centifuge OGSH-35 with packless pump PN 12.5, built-in unit of solution preparation with 6SH8-2 pump and unit of solution preparation BPR-3 in reduced scale. The pecularity of the SCS is that it is made from two hard modules, transported with no equipment disassembly. Rig up time of SCS is

Рис. 3. Верхний утепленный модуль МЦС объемом 30 м³.

Fig. 3. Upper heated unit SCS 30 m³.

3–4 hours. The company manufactured and supplied such SCSs to Purneftegaz-Burenie and to Nefteyugansk.

We would like to mark to role of centrifuges in the cleaning system. This unit removes core boring, as well as fine-dyspersated and inclined to dispersion to a greater extent than all other cleaning stages. The core boring with dispersion of 5–40 mm, that is removed by centrifuge, is the most harmful for pumps and bits. Centrifuge is actually the density regulator of drilling fluid, and with drilling at density below 1.15–1.16 g/cm³ its aplication is always economically beneficial.

Database of our company comprises over 20 assemblies of SCS with different volumes, capacity, separation efficiency, climatic versions. The expenditures for coiled tubing equipment with such systems are minimal to our mind, and payback only with drilling bits, chemicals and increased lifetime of the equipment equals few months. This has been proven by many year experience.

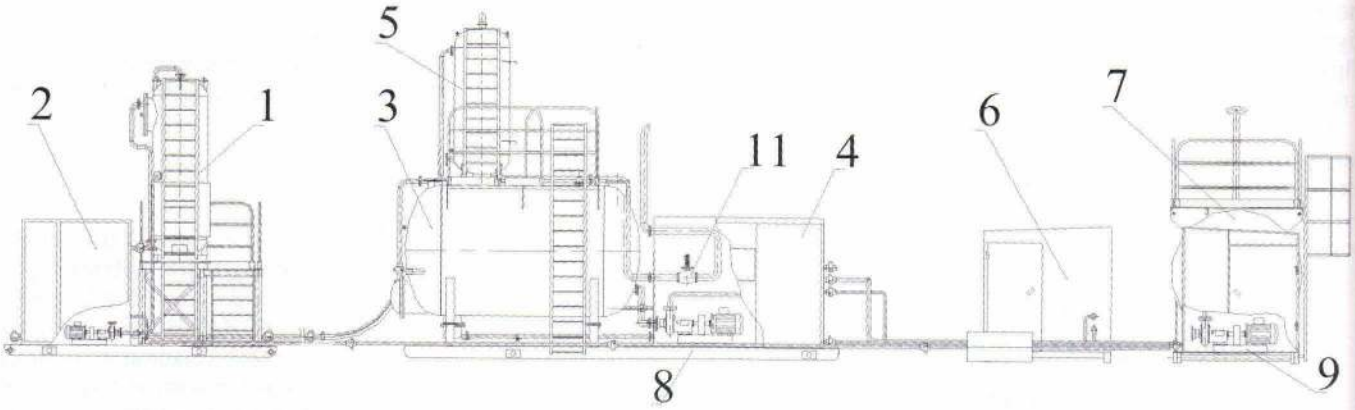


Рис. 4. Полнокомплектная закрытая ЦС для бурения на депрессии.
Fig. 4. Full-size closed CS for underbalanced drilling.

тые ЦС для этого вида бурения отличаются от обычных использованием герметичных емкостей и оснащены сепаратором для предварительного отделения газа, дегазатором для тонкой дегазации раствора, виброситом. Остаточное содержание газа в буровом растворе после дегазации для нормальной работы буровых насосов должно быть минимальным, желательно не более 3–4 %. Для этого при бурении на вязких нефтях рациональна даже установка двух или трех дегазаторов «Каскад-40» в зависимости от газонасыщенности раствора. При небольших объемах шлама от вибросита можно отказаться, используя для грубой очистки раствора отстой в первом отсеке емкости ЦС.

При использовании в качестве промывочной жидкости нефти наиболее распространено бурение закрытыми циркуляционными системами. В отличие от открытых циркуляционных систем, для их функционирования нет особых требований по размещению на буровой. Давление в закрытых ЦС 0,1–0,4 МПа, раствор под давлением поступает в буровой насос даже без работы подпорных насосов. Тем не менее требования к дегазации раствора остаются высокими, и обеспечение этого достигается применением сепаратора типа СРБ-2 и правильным подбором рецептуры бурового раствора. Опыт нашей работы с закрытыми ЦС показал, что загущение нефтей с целью выноса шлама не всегда оправданно, т.к. сама газожидкостная смесь при высоких давлениях может иметь высокую вязкость. Так, при бурении на депрессии в ОАО «Роснефть-Пурнефтегаз» обработка нефти загустителем существенно снизила эффективность сепаратора, в результате окончательная дегазация производилась в компенсационной емкости путем простого отстаивания.

На рис. 4 показана общая компоновка полнокомплектной закрытой ЦС. Общий вид закрытой ЦС на буровой представлен на рис. 5.

В состав ЦС входит дроссельный блок, шламоотделитель 1 с модулем пробоотборника 2, приемная емкость 3 с насосным модулем 4, сепаратор газовый 5, блок приготовления и подачи химических реагентов 6, компенсационная емкость 7 с насосным модулем, установка для выработки и нагнетания азота (не показана). Также в состав ЦС входят подпорные насосы 8 и 9, расположенные в насосных модулях приемной и компенсационной емкостей, насос для откачки воды (расположен в насосном модуле приемной емкости), насос для откачки избытков промывочной жидкости из шламоотделителя (расположен в модуле пробоотборника), эжектор газожидкостный, встроенный в приборный манифольд, куда подведены нагнетательные линии бурового насоса и азотного компрессора.

The wide application field of coiled tubing – uderbalanced development of pay seams. In this case it is difficult to overestimate the role of circulation system.

It is worthwile to consider the application of uderbalanced drilling with flushing fluids on hydrocarbon basis of nitrogen as density adjusting agent. In this case they use two kinds of CS – open and closed. The open CS for this kind of drilling differs from common with the use of pressurized tanks and equipped with separators for preliminary gas separation, degasser for thin solution degasser and shaking sieve. The remaining gas content in drilling fluid after degassing for normal operaton of drilling pumps should be minimal, advisable not more than 3–4 %. For this purpose for drilling with viscous oil it is efficient to use 2-3 Kaskad-40 degassers, depending on gas saturation of the solution. If the mud volumes are not significant, it is possible not to use the shaking sieve, using solution settling in the first segment of CS as the primary purification.

Using oil as a flushing agent is the most widespread while drilling with closed circulation systems. Unlike open-circulation systems there are no requirements for its location on the field. The pressure in closed CS is 0.1–0.4 mPa, the solution under pressure is forwarded to drilling pump even with no booster compressors. Nevertheless the requirements towards solution degassing are high and its ensuring is reached with application of separator type SRB-2 and correct selection of drilling fluid compounding. The experience with closed CS proves that oil densification for the purpose of mud carrying-out is not always justified, as the gas-fluid mixture at high pressure could have high viscosity. While underbalanced drilling in Rosneft-Purneftegaz the oil treatment with thickener significanlty reduced the separator efficiency, as a result the final degassing effected in compensating tank by means of simple settling.

Fig. 4 shows the general assembling of full-size closed CS. The general view of closed CS on oil-rig is represented on fig. 5.

CS comprises throttle unit, mud separator 1 with module of corer 2, accepting tank 3 with pumping module 4, gas separator 5, preparation unit and feeding of chemicals 6, compensating tank 7 with pumping module, unit for generation and pumping of nitrogen (not shown). Also CS comprises booster pumps 8 and 9, located in pumping modules of accepting and compensating tanks, pump for excess of flushing fluid from slurry clarifier (located in corer unit), ejector of gas and fluid, installed in instrument manifold, injection lines of drilling pump and nitrogen compressor connected to.

CS operates in the following way.

The flushing fluid gets inside throttle unit, that allows infinitely adjustable controll of wellhead pressure, and further to

Работает ЦС следующим образом.

Промывочная жидкость поступает в дроссельный блок, позволяющий бесступенчато регулировать давление на устье скважины, и далее в модуль пробоотборника 2 и в шламоотделитель 1. Часть промывочной жидкости может пропускаться через пробоотборник, который улавливает шлам из скважины для геологического анализа. После очистки от твердой фазы буровой раствор по трубопроводу попадает в газовый сепаратор 5, где происходит разделение газа и жидкости. Газ через верхний патрубок и регуляторы давления 11 через газоотводную трубу уходит на рассеивание в атмосферу или на факел. Дегазированная жидкость сливается в приемную емкость 3. Давление в системе «шламоотделитель — сепаратор — приемная емкость» поддерживается в пределах 0,1–0,4 МПа, что обеспечивает движение промывочной жидкости между этими устройствами с последующей подачей ее на вход бурового насоса.

В приемной емкости происходит отстаивание жидкости. Если в ней есть вода, она накапливается в кармане нижней части емкости и по сигналу датчика электропроводности, расположенного в приемной емкости, отводится в водяную или в компенсационную емкость.

Приготовление бурового раствора производится первоначально в компенсационной емкости 7, оснащенной механическими перемешивателями. Химические реагенты поступают в емкость из блока приготовления и подачи химических реагентов 6. Приготовленный раствор перекачивается в приемную емкость или на прием бурового насоса. Возможно приготовление порций бурового раствора в емкости блока приготовления и перекачка в приемную емкость или на вход бурового насоса. В процессе углубления скважины можно вести дообработку бурового раствора. Для этих целей в блоке приготовления установлены два дозировочных насоса для дозированного ввода реагентов под давлением.

Опыт эксплуатации показал, что схема такой ЦС в ряде случаев может быть упрощена. Так, при небольших углублениях скважины не всегда нужен пробоотборник и шламоуловитель, при этом отстой шлама происходит в первом отсеке приемной емкости. При бурении на необработанных нефтях отпадает необходимость в блоке приготовления и дозированной подачи химических реагентов. Состав закрытой ЦС в итоге можно свести к наличию только сепаратора, приемной и компенсационной емкостей.

Опыт производства и эксплуатации различных ЦС, накопленный авторами этой статьи, позволяет дать буровым компаниям все необходимые рекомендации по оснащению колтюбинговой техники требующейся системой циркуляции бурового раствора.

corer unit 2 and to slurry clarifier 1. A part of plushing fluid could flow via corer, that catches the slurry from the well for geological investigations. After separation from the solid phase the drilling fluid via tubing gets to gas separator 5, were the fluid and gas are being separated. Gas, via the upper flange and pressure regulator 11 via bleeding tubing leaves to atmosphere or to flare. Degassed fluid is gathered inside acceptanse tank 3. The pressure in the system slurry clarifier–separator–acceptance tank is within 0.1–0.4 MPa, that provides the flow of flushing fluid between the two units with the following feeding to the intake of drilling pump.

The accepting tank settles the fluid. If water is present it is being accumulated in the pocket of lower reservoir part and at a signal of electroconductivity sensor, located in acceptance tank, and is fed to water or compensating tank.

The preparation of drilling fluid initially starts inside compensating tank 7, equipped with mechanical agitator. Chemicals are getting to tank from the preparating unit and chemicals feeding 6. The prepared fluid is pumped to accepting tank or to the inlet of drilling pump. It is possible to prepare portions of drilling fluid in preparation tank and pumping to acceptance tank or to intake of drilling pump. For this purpose in preparation unit two proportioning pumps are installed for measuring chemicals injection under pressure.

The operating experience showed that such CS could be simplified in a number of cases. When they are not going to deep wells to a significant extent they do not always require slurry trap, the settling of slurry effects in the first section of the accepting tank. While drilling with non-processed oil there is no need for preparation unit and dosated feeding of chemicals. The closed CS could be simplified to separator, acceptance and compensating tanks.

The experience of manufacturing and use of various CSs, gathered by the authors of the article allows drilling companies to have all the necessary recommendations for equipping coiled tubing equipment with all the necessary drilling fluid circulation systems.

Рис. 5. Закрытая ЦС на месторождении.
Fig. 5. Closed CS on filed.

ТЕХНОЛОГИЯ SIM, МОДУЛЬ ДЛЯ ПОДВОДНЫХ СКВАЖИННЫХ РАБОТ

Подводное внедрение в скважину на большой глубине сегодня осуществляется при помощи дорогостоящих мобильных плавучих глубоководных буровых установок (MODU). Стоимость внедрения в скважину при этом может достигать $10 млн и более.

Для решения этой проблемы компания Exxon Mobil создала технологию SIM (Модуля для подводных скважинных работ), средства для развертывания донной колтюбинговой установки со специально разработанного вспомогательного судна.

Новая технология позволит существенно (до 50 %) снизить стоимость забойного каротажа, кислотной обработки и других глубоководных работ по внедрению в скважины.

SIM TECHNOLOGY SUBSEA INTERVENTION MODULE

Deepwater subsea well interventions today must use costly mobile offshore drilling units (MODUs). Cost-per-intervention with deepwater MODUs may reach $10 million or more before allowances for deferred or lost production.

ExxonMobil has addressed this problem with SIM (Subsea Intervention Module) technology, a riserless means for deploying a seafloor coiled-tubing unit from a specially designed support vessel.

The new technology up to 50 % will significantly reduce the cost and time of downhole logging, acidizing and other interventions in deepwater oil and gas wells.

ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ СУДНО SIM

Вспомогательное судно для подводных скважинных работ (SIM) — однокорпусное, с двойной обшивкой, большой рабочей буровой шахтой и дизель-электрической гребной установкой с системой динамического позиционирования. Судно работает в качестве «материнского» для подводной колтюбинговой установки.

Автономное судно обеспечивает проведение различных операций по внедрению в скважины и может пополняться на море по мере необходимости. Вертолетная палуба обеспечивает перемещение рабочего персонала на берег, а по обоим краям транспортного судна имеется причальная система. Есть ремонтная мастерская для обслуживания колтюбинговой установки SIM, а также противовыбросового устройства и элементов КНБК. Доступна и большая механическая мастерская.

Устройство SIM включает в себя погружную колюбинговую установку с дистанционным управлением и соответствующий модуль противовыбросового устройства. Система может работать на глубине 6500 футов (2000 м).

Особенности SIM:

- Промывочные жидкости не возвращаются на судно.
- Жидкости подаются через линию закачки концентрического колтюбинга (PDL).
- Контрольные сигналы передаются через распределительную коробку ROV.
- Насосы на борту судна создают давление жидкости для стимуляции скважин и азота.

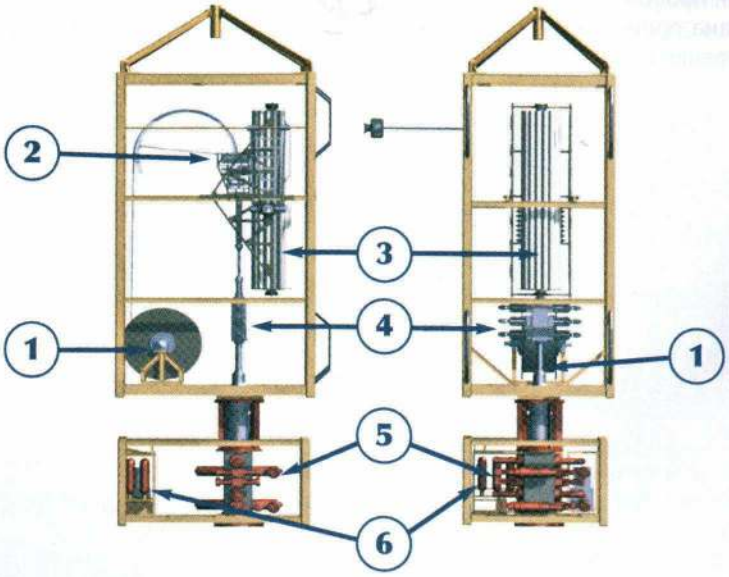
SIM SUPPORT VESSEL

The Subsea Intervention Module (SIM) Support Vessel is a monohull vessel with double skin, a large working moon pool and diesel-electric propulsion with a dynamic positioning system. The vessel acts as a "mother ship" for a subsea coiled tubing unit.

The self-supporting vessel carries stores and supplies for a 30-day period to cover multiple well intervention missions and can be replenished at sea, if required. A heli-deck facilitates offshore personnel transfer and there are mooring facilities on both sides for a supply vessel. Workshops are fitted for servicing the SIM coiled tubing unit as well as the BOP unit and bottom hole assembly tools. A large mechanical workshop is also available.

The SIM Tool comprises a remotely operated subsea coiled tubing unit and an accompanying BOP module. The system can operate in water depths to 6,500 feet (2,000 meters). SIM technology can perform the same types of through-tubing well intervention work normally carried out by a deepwater Mobile Offshore Drilling Unit (MODU).

- No well intervention fluids are returned to the SIM vessel.
- Fluids are delivered through a concentric coiled-tubing pump-down line (PDL).



1. **Колтюбинговый барабан/Coiled tubing reel**
2. **Колтюбинговый инжектор/Coiled tubing injector**
3. **Карусельная стеллаж-клетка для перевозки инструментов/ Indexing carousel tool rack**
4. **Плашки/Deployment rams**
5. **Модуль противовыбросового устройства/BOP module**
6. **Механизм управления ПВО/BOP actuator bottles**

- С помощью системы SIM можно также проводить электрический каротаж.

Технология SIM вышла далеко за рамки концепции при значительном инженерном и компонентном тестировании. Несмотря на то, что предстоит ещё доработка конструкции SIM и ее интеграции в систему подводного оборудования, технологическая группа SIM вышла на стадию детальной проработки конструкции.

- Испытания компонентов высокой степени риска завершены.

Система SIM сконструирована для работы на глубине 2000–6500 футов, но может применяться для добычи на большей глубине. Технология SIM применима для интервенции в любую подводную скважину, оборудованную 36-дюймовой направляющей обсадной колонной и заканчиваемую горизонтально.

- Первая система SIM будет работать в Северной Африке.

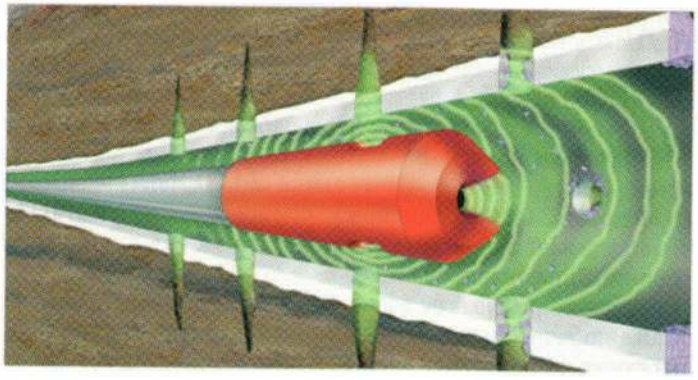
Система SIM будет выпущена на рынок по эксклюзивной лицензии совместно BJ Sevices Company и Otto Candies LLC. Планируется, что первая установка приступит к работе в 2008 году.

PULSONIX®TF SERVICE – ПРОЦЕСС СЛЕДУЮЩЕГО ПОКОЛЕНИЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБРАБОТКИ МАТЕРИНСКОЙ ПОРОДЫ

Pulsonix® TF объединил в себя опыт компании Halliburton в области колтюбинга и проверенную технологию жидкостного осциллятора. Настроенная частота (TF) регулирует настройки и частоту на основании требований к применению.

Pulsonix TF обладает значительным преимуществом перед Pulsonix 200:

- Более широкий диапозон расхода для большего соответствия КНБК и использования преимущества пропускной способности.
- Амплитуда шире для более эффективной работы вблизи устья скважины.
- Боковой и нижний порты позволяют сделать соударение при перфорации более четким.
- Функционирование при меньшем расходе.



New Pulsonix TF tool is equipped with both side and bottom ports for more direct impingement on perforations.

Применение

Превосходно подходит для большого количества вертикальных и горизонтальных скважин, как для необсаженных так и для обсаженных, включая нефть, газ, закачивание, геотермальные источники, CO_2, воду, устранение, мониторинг и добычу растворением.

Обеспечивает доказанную эффективность для следующих операций:

- удаление отложений с поверхности возле устья скважины, перфорирование, сортировка
  - отходов от перфорирования,
  - осадков всех видов,
  - мелких частиц продуктивной почвы,
  - парафина и асфальтенов,
  - буровой грязи и осколков цемента,
  - эмульсий,
  - отходов при бурении,
  - водных и газовых пробок;

- Control signals are conveyed via the ROV umbilical and a flying j-box.
- Pumps onboard the vessel will provide pressure for well stimulation fluids and nitrogen.
- The SIM system will also be capable of electric-line logging.

SIM technology has been advanced well beyond the concept level with significant engineering and component testing. Although more work lies ahead to complete the SIM design and its integration with subsea facilities, the SIM technology team is entering the detailed design/construction phase.

- High-risk component testing is complete.

The SIM system is designed for service in 2,000 to 6,500-foot water depths but can be scaled to address even deeper subsea production scenarios. SIM technology can be used for intervention on any subsea well constructed with 36-inch structural casing and completed with a horizontal tree.

- The first SIM tool will be in West Africa.

SIM technology will be brought to market under an exclusive license by a joint-venture between BJ Services Company and Otto Candies LLC. Plans call for the first unit to be deployed in 2008.

PULSONIX® TF SERVICE NEXT GENERATION PROCESS FOR OPTIMIZING MATRIX TREATMENT EFFECTIVENESS

Pulsonix® TF service incorporates Halliburton's coiled tubing expertise with proven fluidic oscillator technology. Tuned frequency (TF) enables fine tuning rates and frequencies based on the requirements of the application.

Pulsonix TF service provides significant advantages over the original Pulsonix 200 service:

- Wider range of rates to better match to BHA and achieve benefits of flow capacity.
- Amplitude is stronger for more effective near wellbore action.
- Side and bottom ports enable more direct impingement on perforations.
- Functions at lower flow rates.

Pulsonix TF Service Applications

Pulsonix TF service is excellent for a wide variety of vertical and horizontal wells, both openhole and casedhole, including oil, gas, injection, geothermal, CO_2, water, disposal, monitoring, and solution mining. It provides proven performance for these operations:

- removal of deposits from the near wellbore area, perforations, and screens,
  - Perforating damage,
  - Scales of all types,
  - formation fines,

- улучшение размещения и эффективности жидкостей для обработки;
- первоначальная интенсификация пластов с высокой проницаемостью;
- подготовительные работы до интенсификации;
- подготовка к заполнению скважинного фильтра гравием или жидкостью для гидроразрыва;
- чистка обсаженных и необсаженных скважин;
- изменение профиля закачки;
- правильное размещение обрабатывающих химикатов.

Жидкостный осциллятор обладает важными преимуществами

- Помогает удалить околоустьевые обломки вместо проникновения через них.
- Прочищается весь интервал, а не только открытые участки.
- Обеспечивает значительное уменьшение взаимодействия между отверстиями.
- Быстрота — чистит и стимулирует скважину за одну спускоподъемную операцию.
- Не ограничен сдерживающими требованиями, такими как струйные сопла.
- Универсален — может работать с другими механизмами.
- Усиливает эффективность использования химикатов, разрушая повреждения и увеличивая контактную зону.

Устройство Pulsonix TF основано на запатентованной технологии жидкостного осциллятора, вызывающей чередующиеся всплески жидкости. Всплески жидкости создают пульсирующие волны давления в устье скважины и в пластовых флюидах. Эти волны давления могут разрушить многие виды околоустьевых повреждений, помогая восстановить и увеличить проницаемость отверстий и околоустьевой зоны. Когда повреждения удалены, волны глубже проникают в пласт для более эффективной чистки и стимуляции...

КОМПАНИЯ ROSEN ПРЕДЛАГАЕТ КОМПЛЕКТ ПРИБОРОВ ДЛЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ КОЛТЮБИНГА (ACIM)

Комплект состоит из трех частей

Действие первой части, блока MFL, основано на принципе рассеяния магнитного потока. MFL определяет потери металла, коррозию и толщину стенки колтюбинга. Вторая часть, блок GEO, определяет размеры шести наружных диаметров по всей длине колтюбинга. Третья часть, блок ODO, обеспечивает данные глубинометра для глубины и скорости колтюбинга. Все блоки могут использоваться отдельно друг от друга в зависимости от того, какие параметры трубы нужно контролировать. Система ACIM оборудована более чем 75 датчиками. Чтобы исключить человеческий фактор в определении размеров, ACIM автоматически контролирует целостность гибкой трубы во время работ. Оценка данных осуществляется в реальном времени компьютером с использованием хорошо известного и проверенного алгоритма, полученного в результате контроля нескольких тысяч километров трубы.

Система ACIM создана для работ в море и прибрежной зоне с рабочей скоростью от 0 до 200 футов/мин. Система может работать и при большей скорости, но это может отразиться на разрешении и точности.

Работая с техникой MFL со

- paraffins and asphaltenes,
- mud and cement damage,
- emulsions,
- drilling damage,
- water and gas blocks;

- enhancement of placement and effectiveness of treatment fluids;
- primary stimulation of high permeability formations;
- preparation prior to stimulation treatments;
- preparation for gravel packing or frac packing;
- clean out fill from open hole or casing;
- alteration of injection profiles;
- correct placement of treating chemicals.

Fluidic Oscillation Provides Important Advantages:

- Helps remove near-wellbore damage instead of breaking through it.
- The entire interval is cleaned not just the open sections.
- Dramatic reduction in communication between perforations.
- Fast – clean out fill and stimulate well in one trip.
- Not limited by stand off requirements like jetting nozzles.
- Versatile – can be run with other tools.
- Enhances the use of chemicals by breaking up damage to increase the contact area.

The Pulsonix TF service tool is based on patented fluidic oscillator technology which causes alternating bursts of fluid. These bursts of fluid create pulsating pressure waves within the wellbore and formation fluids. These pressure waves can break up many types of near wellbore damage, helping restore and enhance the permeability of the perforations and near wellbore area. As damage is removed, the waves penetrate deeper into the formation for more effective cleaning and stimulation...

AUTOMATIC COILED TUBING INTEGRITY MONITORING (ACIM) – ROSEN

System Description

The schematic views of the inspection heads identify three units.

The first unit, MFL unit, based on the principle of magnetic flux leakage (MFL) determines metal loss, corrosion and wall thickness of the coiled tubing. The second unit, GEO unit, evaluates from the measurement of six outer diameters around the circumference the ovality (out of roundness) of the coiled tubing. The third unit, ODO unit, provides with 3 high-resolution odometer wheels results for CT depth and velocity. All units can be independently used based on the tube condition parameters to be monitored.

The ACIM system is equipped with totally over 75 sensors. In order to eliminate the human factor in evaluating measurements, ACIM performs automatic coiled tube integrity monitoring during operations. The data evaluation is done in real-time by the computer

сверхвысоким разрешением и дополнительными измерениями, ACIM автоматически определяет и записывает показания дефектности трубы, выходящие за установленные пределы, тем самым предоставляя оператору достаточно времени, чтобы отреагировать на изменения условий в трубе.

Параметры сигнального устройства

Так как для операторов неудобно постоянно контролировать результаты, для каждого определенного параметра колтюбинга установлено отдельное сигнальное устройство.

Если функция сигнала включена и соответствующий результат не находится под контролем оператора, сообщение об этом поступит в виде визуального и звукового сигнала на компьютере.

Результаты мониторинга:

- измеренная глубина/длина гибкой трубы,
- рассчитанная скорость,
- измеренный наружный диаметр (минимальный, максимальный, средний),
- вычисленная овальность (отклонение от круглой формы),
- измеренная толщина стенки,
- измеренные потери металла, трещины, коррозия.

Разрешающая способность и точность

Минимальная глубина поверхностных щелей в процентном отношении к толщине стенки гибкой трубы может быть определена автоматически с вероятностью 90 % в зависимости от ширины потери металла. Поскольку гибкая труба намагничена в осевом направлении, система ACIM способна автоматически определить перпендикулярно направленные щели и три вида дефектов: расколы, разрезы и общую коррозию. Коррозия в продольном направлении также может быть определена, пока у дефекта есть достаточно поперечных компонентов для того, чтобы вызвать диагностируемые магнитные помехи.

ACIM обеспечивает:

- видимую целостность колтюбинга во время наземных и морских операций;
- систему управления колтюбингом для контроля качества и прогнозирования ресурса;
- интегрирование в существующее колтюбинговое оборудование и операции;
- быстроту и легкость установки и демонтажа в любое время работы;
- непрерывное измерение состояния трубы во время работы;
- сохранение результатов контроля для вычисления величины роста дефекта и изменений геометрии трубы;
- определение в реальном времени наружного диаметра гибкой трубы, овальности и толщины стенки;
- автоматическое диагностирование потери металла, вызванной коррозией, производственным браком или механическими повреждениями;
- автоматическое диагностирование микроканалов, пересекающихся разломов и сварных швов;
- визуализацию в реальном времени и отдельные сигнальные устройства для измеренных данных;
- работу в опасных зонах (Зона I и Зона II);
- подробную on-line информацию для морских и наземных операций.

ACIM сертифицирована для опасных мест Зоны I, а также включает в себя уникальный механизм диагностики для колтюбинга.

Принцип измерения

Основным элементом измерения потерь металла является метод рассеяния магнитного потока.

with use of well-known and proven algorithm gathered from the inspection of several thousand kilometers of pipeline.

The ACIM system is designed to operate during on- and offshore coiled tubing operations with a running speed from 0 ft/min up to 200 ft/min. Higher running speed can be handled by the system but will result in loss of resolution and accuracy.

Working with ultra high resolution MFL techniques, and complementing NDT measurements, ACIM detects and reports pipe imperfections outside the acceptance criteria automatically, giving operators enough time to react to the changed tube conditions.

Alarm options

Since for operators it is not practical to incessantly control the results of the monitoring process, individual alarms on all determined CT parameter are definable.

If the alarm option is enabled and the respective monitoring result is out of operator defined valid range an alarm will be executed visual and acoustical on the evaluation computer.

Monitoring results are:

- Measured depth/length of the coiled tubing,
- Calculated velocity,
- Measured outer diameter (minimum, maximum, average),
- Calculated ovality (out of roundness),
- Evaluated wall thickness,
- Evaluated metal loss, flaws, corrosion.

Resolution and Accuracy

The minimum depth of surface flaws in percentage of the coiled tubing wall thickness can be detected automatically with a probability of 90 % versus the width of the metal loss. Since the coiled tubing is magnetized in axial direction, the ACIM system is capable to detect automatic transverse oriented flaws and three-dimensional defects such as cracks, cuts and general corrosion. Also, corrosion with longitudinal direction will be detected as long as the defect has sufficient transverse components to generate detectable magnetic filed disturbance.

The ACIM offers:

- Coiled Tubing Integrity at glance during on- and offshore operations;
- Coiled Tubing management system for quality control and life-time prediction;
- integration into existing coiled tubing equipment and procedures;
- Quick and easy to install and to remove at any time operation;
- continuous measurement of tube condition during operation;
- storage of inspection results to monitor defect growth rates and changes in tube geometry;
- real time determination of the coiled tubing outer diameter, ovality and wall thickness;
- automated detection of metal loss caused by corrosion, manufacturing failures or mechanical damage;
- automated detection of pinholes, transverse cracks and butt welds;
- real time visualization and individual alarms for the evaluated data;
- operation in hazardous areas (Zone I and Zone II);
- certified for Zone I operation in hazardous areas;
- worldwide unique inspection tool for coiled tubing;
- Detailed on-line information on- and offshore.

АННОТАЦИИ СТАТЕЙ,

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

SPE 92081

КРЕАТИВНОЕ СОЧЕТАНИЕ НОВЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОПЕРАЦИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ

A. Boumali (SPE, Sonatrach), S. Wilson (SPE), D.M. Amine (SPE), J. Kinslow (SPE, Schlumberger)

Сочетание многочисленных инструментов или процессов может обеспечить креативные ответы на старые проблемы. Добыча на скважине в Алжире осуществлялась из двух перфорированных интервалов. Верхний интервал ранее подвергался операции гидроразрыва, нижний имел низкую добычу. Операция интенсификации при помощи системы фтористоводородной (плавиковой) кислоты была разработана для обработки нижнего интервала, для значительного увеличения дебита нижнего участка. Хотя в проекте операции интенсификации была определенная уверенность, должны были быть рассмотрены некоторые вопросы при проведении работ. Для увеличения экономического эффекта операция капитального ремонта должна была проводиться без использования вышки. Было принято решение использовать гибкую трубу в сочетании с недавно разработанным надувным пакером, подаваемым на гибкой трубе, для механической изоляции интервала и подачи жидкости, необходимой для операции интенсификации. Следующим вопросом являлась установка пакера в 3-метровом окне между двух интервалов. Если пакер будет неправильно расположен, обработка, без сомнения, будет проведена в другом интервале. Чтобы обеспечить точные показания глубины в реальном времени, до установки надувного пакера в модульной, комбинированной инструментальной колонне использовался беспроводной локатор муфт обсадной колонны с прокачкой.

Разработанный ремонт требовал только одной спускоподъемной операции, и лифтовая колонна не должна была извлекаться. С созданием каротажной диаграммы для корреляции резервов скважины в реальном времени надувной пакер был установлен на требуемой глубине, и фтористоводородная кислотная система была закачана в участок с низкой продуктивностью. После проведения интенсификации добыча нефти увеличилась более чем в три раза. Две технологии сочетались в инновационном применении, которое соответствовало всем целям операции.

SPE 92392

УНИКАЛЬНЫЕ ЗАКАНЧИВАНИЯ, СПУСКАЕМЫЕ НА ТРУБЕ, МАКСИМИЗИРУЮТ ДОБЫЧУ И ГИБКОСТЬ

M.O. Johnson, P.G. Hyatt (SPE, BP Exploration Inc.), T.O. Stagg (SPE, Orbis Engineering), L.L. Gantt (SPE, Conoco Phillips)

Проблемой заканчивания боковых стволов, спускаемых на трубе, являются операции с малыми зазорами и недостатком готового оборудования. За последние 10 лет и 450 операций бурения боковых стволов, проведенных при помощи гибкой трубы на Северном Склоне Аляски, было разработано большое количество уникальных заканчиваний, ставящих целью максимизацию добычи и получение вертикальной/зональной изоляции. Эти методы заканчивания в настоящий момент являются проверенными и могут снизить издержки работы с боковыми стволами при помощи спуска на трубе в стареющих месторождениях.

THE ABSTRACTS OF THE PAPERS,

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

SPE 92081

CREATIVE COMBINATION OF NEW COILED-TUBING TECHNOLOGIES FOR STIMULATION TREATMENTS

A. Boumali, SPE, Sonatrach, and S. Wilson, SPE, D.M. Amine, SPE, and J. Kinslow, SPE, Schlumberger

Combining multiple tools or processes can provide creative answers to old problems. An Algerian well was producing from two perforated intervals. The upper zone was previously fractured; the lower zone was underperforming. Stimulation treatment using a hydrofluoric-based acid system was designed for the lower zone to significantly increase the well production. Although there was confidence in the stimulation design, certain operational challenges needed to be addressed. To maximize the economics, the workover operation had to be rigless. The decision was made to use coiled tubing with a newly designed through-tubing inflatable packer to mechanically isolate the zone and deliver the harsh fluids required for the stimulation. The next challenge was setting the packer in a 3-m window between the two zones. If the packer were not correctly positioned the treatment, undeniably, would be misplaced. A wireless casing collar locator (CCL) with pump-through capability was chosen to provide accurate, real-time depth readings prior to setting the inflatable packer in a modular combined tool string.

The designed workover required only a single trip in the well, and the production tubing did not have to be retrieved. With the creation of a real-time correlation log, the inflatable packer was set on depth, and the hydrofluoric-based acid system was pumped into the underperforming zone. Posttreatment, the oil production more than tripled. Two technologies were combined in an innovative application that met all operation objectives.

SPE 92392

UNIQUE "THROUGH TUBING" COMPLETIONS MAXIMIZE PRODUCTION AND FLEXIBILITY

M.O. Johnson and P.G. Hyatt, SPE, BP Exploration Inc.; T.O. Stagg, SPE, Orbis Engineering; and L.L. Gantt, SPE, Conoco Phillips

The challenge with through tubing sidetrack completions has been dealing with small clearances and the lack of ready-made equipment. Over the last 10 years and 450 coiled tubing drilling sidetracks on Alaska's North Slope a number of unique completion designs have been developed to maximize production and achieve vertical/zonal isolation. These completion techniques are now proven, and may make lower cost through tubing sidetracks more feasible for other mature fields.

SPE 92866

ТЕХНОЛОГИЯ АБРАЗИВНОЙ РЕЗКИ, ВЫПОЛНЯЕМАЯ ПОСРЕДСТВОМ ГИБКОЙ ТРУБЫ

S.W. Loving (SPE), A. Ferguson (SPE, Thru Tubing Solutions), R. Hart (SPE, GMX Resources)

Описана разработка технологии абразивной резки посредством гибкой трубы для резки лифтовой колонны, буровой трубы, воротников бура, экзотических компонентов заканчивания из нержавеющей стали, одиночных труб или множества труб обсадной колонны. Эта технология осуществляется посредством герметизированной опоры (долота), поршневых моторов и колонкового бурового долота совместно с традиционными колтюбинговыми инструментами и традиционной гибкой трубой. При необходимости разрезки буровой или лифтовой колонны эта технология дает оператору дополнительный инструмент.

Дополнительно освещены вопросы, связанные с трубой, возникающие при выполнении перфорирования трубы и обсадной колонны, используя абразивы, особенно в горизонтальных скважинах, где невозможно применение традиционных кабельных операций.

Затрагиваются следующие вопросы:

1. использование поршневого мотора для выполнения абразивной резки при помощи гибкой трубы;
2. фазы проектирования и тестирование системы абразивной резки;
3. начальный спуск для проверки жизнеспособности системы;
4. общее количество работ выполненных к настоящему моменту;
5. опыт, полученный в процессе выполнения работ;
6. пути развития технологии.

Описывается будущее использование этой технологии, что включает в себя резку обсадной колонны при ликвидации, извлечение постоянного пакера и абразивную перфорацию всего, что спускается на гибкой трубе.

SPE 92866

ABRASIVE CUTTING TECHNOLOGY DEPLOYED VIA COILED TUBING

S.W. Loving, SPE, and A. Ferguson, SPE, Thru Tubing Solutions, and R. Hart, SPE, GMX Resources

This paper will discuss the development of abrasive cutting technology deployed via coiled tubing for cutting production tubing, drill pipe, drill collars, exotic stainless steel completion components, single strings of casing and multiple strings of casing. This technology is performed utilizing a sealed bearing, positive displacement motor and a cutting head along with conventional coiled tubing tools and conventional coiled tubing. This technology gives operators an additional tool when severing of the drill string or production tubing is required.

Additionally the paper will discuss perforating tubing and casing using abrasives, particularly in horizontal wells where conventional wire-line operations are not possible.

The paper will discuss:

1. Utilizing a positive displacement motor to perform abrasive cuts via coiled tubing,
2. Design and testing phases of the abrasive cutting system,
3. Initial field runs to prove the viability of this technology,
4. Total jobs completed to date,
5. Lessons learned throughout the process,
6. Where this technology leads from here.

The paper will also discuss future applications for this technology which include cutting casing for plug and abandonment programs, permanent packer retrieval, and abrasive perforating all deployed via coiled tubing.

SPE 93272

ОЧИСТКА ТРУБЫ ОТ АСФАЛЬТЕНА: ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ ВЫЗОВ ДЛЯ ГИБКОЙ ТРУБЫ

C.A. Torres (SPE, Schlumberger), F. Treint, C. Alonso (Total), A. Milne (SPE, Schlumberger), A. Lecomte (Total)

Сырая нефть, добытая на Севере Monagas Estate (Восточная Венесуэла), имеет высокое содержание асфальтена, который осаждается из раствора в трубах ствола скважины и трубопроводе, что может в итоге привести к полному закупориванию трубопровода. Это увеличивает стоимость поддержания объемов добычи, так как существует периодическая необходимость удаления органических отложений. В особом случае 9-километровая 8-$^5/_8$-дюймовая труба была очищена с помощью 2-дюймовой гибкой трубы для восстановления производительности трубопровода. Поскольку литературы или документации об использовании гибкой трубы для этих целей немного, оператор и сервисная компания создали совместную команду для проведения анализа технической осуществимости и разработки. Некоторыми ключевыми моментами были: конструкция рамы для размещения инжектора, определение точки входа по всей длине трубопровода, выбор компоновки низа бурильной колонны и используемой жидкости. Другими вопросами являлись измерения нагрузки (тягового/толкающего) гибкой трубы, чтобы гибкая труба могла быть спущена

SPE 93272

ASPHALTENES PIPELINE CLEANOUT: A HORIZONTAL CHALLENGE FOR COILED TUBING

C.A. Torres, SPE, Schlumberger; F. Treint and C. Alonso, Total; A. Milne, SPE, Schlumberger; and A. Lecomte, Total

Crude oil produced in the North of Monagas Estate, East Venezuela, has a high asphaltene content, which comes out of solution in both the wellbore tubulars and pipeline. This can eventually lead to complete plugging of the pipeline. This increases the cost of maintaining production because of the need to periodically remove these organic deposits. In a specific case, 9 km of 8-$^5/_8$-in. outside diameter (OD) production pipeline was successfully cleaned out using 2-in. OD coiled-tubing (CT) to regain pipeline production. As there is limited literature or documentation on the use of CT for this specific application, the operator and the service company established a joint team to do the feasibility study and engineering. Some of the key points were; the design of a frame to lay down the injector head, define the entry points along the pipeline, the selection of the bottomhole assembly (BHA), and fluids to use. Other issues were the measurement of stresses (push/pull) on the CT so that the CT could be run as far as possible in the pipeline without damaging either the CT or the pipeline. The pipeline was successfully cleaned, the

как можно дальше в трубопровод без повреждений ее или трубопровода. Трубопровод был успешно очищен, гибкая труба использовалась семь раз из различных точек входа в трубопровод. Это привело к экономии в размере $1 млн и значительно уменьшило время для восстановления нормальной производительности трубопровода.

SPE 93586

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОЛТЮБИНГОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СПУСКА НКТ МАЛОГО ДИАМЕТРА СОСТАВНОЙ ТРУБЫ

J. Rignol, J.-M. Krepa (Total E&P Nederland B.V.), E. Hogan (SPE, Schlumberger Oilfield Services), H. den Besten (Weatherford)

Стоимость восстановительных работ на малодебитных газовых скважинах, имеющих откачку воды, может быть непомерно высокой, особенно на море.

Использование колтюбинговых НКТ малого диаметра — быстрый и эффективный метод откачки воды. Способность работать в действующих скважинах, не повреждая пласт, делает эти трубы идеальным решением для многих случаев. Однако ограниченный ресурс углеродистой стали в коррозийных условиях требует другого решения. Следующей опцией зачастую является спуск и подвес хромовой трубы посредством установки для подачи труб в скважину с высоким давлением на устье. Но высокая стоимость и дополнительное время, требуемое на установку для спуска труб в скважину с высоким давлением на устье, уменьшают привлекательность метода.

Необычная процедура спуска коррозиеустойчивых составных труб при помощи колтюбингового оборудования использовалась в нескольких случаях для сочетания преимуществ колтюбинговых работ и преимуществ спуска труб в скважины с высоким давлением на устье. Будучи ограниченным относительно короткими трубами-хвостовиками, этот метод эволюционировал до спуска всей НКТ малого диаметра. Ограниченное растягивающее усилие внешней промываемой резьбы в некоторых случаях ограничивает длину колонны.

Решением этой проблемы явилась сложная колонна, спускаемая двумя независимыми участками, которая применяется на месторождении для увеличения общей длинны НКТ малого диаметра до 4115 м.

Описывается конструкция и выполнение операции, где использовались гибкая и составная труба в качестве НКТ малого диаметра для восстановления добычи у газовой скважины при сохранении полной функциональности подземного (скважинного) предохранительного клапана. Особое внимание уделено конструкции колонны, которая должна быть изготовлена таким образом, чтобы оставаться в пределах рабочего диапазона внешней промываемой резьбы.

SPE 93786

СТОЙКОСТЬ QT-900 КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЫ НА ПРЕДМЕТ РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД ДЕЙСТВИЕМ НАПРЯЖЕНИЙ В СУЛЬФИДСОДЕРЖАЩЕЙ СРЕДЕ

T. McCoy (Halliburton)

Лабораторные тесты на предмет растрескивания под действием напряжений в сульфидсодержащей среде были выполнены на образцах, взятых из QT-900 колтюбинговой тестовой колонны, для определения зон приемлемых работ в кислой среде. Эти тесты проводились при комнатной температуре в солевом растворе с

CT being run seven times from five different entry points in the pipeline. This resulted in savings of $ 1 million for the operator and significantly reduced the time to recover normal production in the pipeline.

SPE 93586

USING COILED TUBING EQUIPMENT TO RUN COMPLEX JOINTED TUBING VELOCITY STRINGS

J. Rignol and J.-M. Krepa, Total E&P Nederland B.V.; E. Hogan, SPE, Schlumberger Oilfield Services; and H. den Besten, Weatherford

The cost of remedial work on marginal gas wells suffering from water unloading problems can be prohibitive, especially in an offshore environment.

A Coiled Tubing velocity string can often prove a quick and cost-effective method of assisting in water unloading. The ability to work in live well conditions avoids damaging the formation, making it an ideal solution in many cases. However, the limited lifespan of carbon steel strings in corrosive environments calls for a different solution. The next option is often to run and hang off a chrome tubing string with a snubbing unit, which makes running corrosion-resistant tubing in live well conditions possible. However, the higher costs and increased time associated with a snubbing unit reduce its attractiveness.

The unconventional operational procedure of running corrosion-resistant jointed tubing with Coiled Tubing equipment has been used on few occasions to combine the benefits of Coiled Tubing and snubbing interventions. Although generally restricted to relatively short tailpipes, this method has on occasion been extended to running full velocity strings. The limited tensile load capacity of the externally flush threads has limited the length of the string in some cases.

A solution to this problem where a complex string is run in two independent sections has been applied in the field to increase the total velocity string length to 4115 m.

The paper discusses the design and execution of the operation where Coiled Tubing and jointed tubing were used as a complex velocity string in order to restore production on a gas well, while retaining the full functionality of the downhole safety valve. Particular attention will be paid to the design of the string, which had to be tailored to remain within the operating envelope of the externally flush thread.

SPE 93786

SSC RESISTANCE OF QT-900 COILED TUBING

T. McCoy, Halliburton

Laboratory sulfide stress cracking (SSC) tests were performed on specimens taken from a QT-900 coiled-tubing test string in an attempt to define zones of acceptable sour service. SSC tests were performed at room temperature in brine fluid environments with H_2S partial pres-

парциальным давлением H_2S (PH_2S), варьирующимся от 0,01 до 10 бар и уровнем pH от 2,8 до 4,5. Дополнительно была проверена эффективность нового ингибитора для предотвращения трещин. Тесты на предмет растрескивания под действием напряжений в сульфидсодержащей среде, которые включали эластичный метод А Национальной Ассоциации Инженеров по Коррозии, балку, изогнутую в 4-х точках, и образцы медленной скорости деформации, были проведены и на фрезерованной трубе, и на подвергнутой усталостной деформации. Тест на усталостную долговечность QT-900 был проведен на изгибающей машине, с усталостью от 33 % до 75 % от усталостной долговечности. Образцы были получены для основного металла сплава, косого сварного шва, роликового сварного шва (ERW) и мест расположения швов встык. Результатом программы тестов стали приемлемые пределы работы в кислых средах, хотя дальнейшие тесты могут изменить расположения границ.

SPE 93955

ОЦЕНКА СТАТИЧЕСКОГО ТРЕНИЯ В КОЛТЮБИНГОВЫХ ОПЕРАЦИЯХ С ВЫСОКИМИ ТЕМПЕРАТУРАМИ И ДАВЛЕНИЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНФОРМАЦИИ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ

I. Pittman (SPE), M.P. Christie (SPE, Halliburton)

Колтюбинговая труба работает на пределах своих возможностей в более сложных скважинах, которые бурятся в настоящее время. Из-за крайне высокого давления на глубине высокотемпературных скважин, даже при использовании гибкой трубы в 100,000 psi, она приближается к пределам текучести или возможность доступа опережается (превышается) большим удалением от горизонтальных скважин. Для точного предсказания результата такой операции фаза планирования должна включать моделирование в сочетании с ранее полученным опытом.

Описан теоретический эффект, который статическое трение окажет на операции, проводимые с помощью гибкой трубы, и сравнит данные с реальными величинами, полученными от анализа записанных данных в реальном времени на тех же скважинах. Статическое трение будет определено в ряде скважин с высокой температурой и давлением и будет представлен результат воздействия на усилие, необходимое для извлечения из скважины. Эти величины будут использоваться для помощи обеспечения того, что трение трубы в скважине будет правильно определено.

SPE 93956

КОЛТЮБИНГОВЫЕ ОПЕРАЦИИ С ВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ И ВЫСОКИМИ ТЕМПЕРАТУРАМИ, ПРОВОДИМЫЕ НА СЕВЕРНОМ МОРЕ В ТЕЧЕНИЕ ПОСЛЕДНИХ ДВУХ ЛЕТ

A. Turner (SPE), B. Murdoch (Halliburton)

Месторождения с высокими температурами и давлением в Северном море продолжают продвигать и расширять границы того, что безопасно и успешно может быть достигнуто посредством операций с гибкой трубой. За последние шесть лет успешных перфорационных работ, выполненных посредством гибкой трубы, они стали достаточно традиционными. Однако, так как все больше и больше месторождений с высокими температурами и давлением рассматривают возможность применения скважинных операций, существующие технологии рассматриваются на

sures (PH_2S) ranging from 0.01 to 10 bars and pH levels from 2.8 to 4.5. In addition, the effectiveness of a new inhibitor for crack prevention was tested. SSC testing, which included NACE Method A tensile, four-point bent beam and slow strain rate test specimens, were performed on as-milled as well as fatigue-cycled tubing. Fatigue cycling of the QT-900 test string was performed on a pressure bending fatigue machine with tubing samples cycled from 33 % to 75 % of average tested fatigue life. Test specimens were taken from parent metal, bias weld, seam weld (ERW), and butt weld locations. As a result of this test program, acceptable zones of service in sour environments have been proposed although further testing may alter boundary locations.

SPE 93955

EVALUATION OF STATIC FRICTION IN COILED TUBING HPHT OPERATIONS USING REAL-TIME DATA

I. Pittman, SPE, and M.P. Christie, SPE, Halliburton

Coiled tubing (CT) is being pushed to the limits of its capability by the more complex and challenging nature of wells currently being drilled. Either the yield limits are being approached because of the extremely deep high pressure, high temperature (HPHT) wells, even with the use of 100,000-psi strength CT, or the reach capability is being surpassed by the long step out of horizontal wells. To accurately predict the results of such an intervention, the planning phase must include detailed modeling combined with previous experience.

This paper will describe the theoretical effect that static friction would have on CT well interventions and compare this with the actual values found through the analysis of data recorded real time on the same wells. Static friction will be quantified in a number of HPHT wells and the resulting effect on the force required to pull out of hole will be presented. Testing performed to evaluate the static friction through the stripper will also be presented. These values will be used to help ensure the CT well bore friction is accurately quantified.

SPE 93956

HIGH PRESSURE HIGH TEMPERATURE COILED TUBING INTERVENTION OPERATIONS IN THE NORTH SEA WITHIN THE PAST TWO YEARS

A. Turner, SPE, and B. Murdoch, Halliburton

High Pressure High Temperature (HPHT) fields in the North Sea continue to both push, and ultimately extend, the boundaries of what can be safely and successfully achieved through intervention with coiled tubing (CT). Within the last six years successful CT deployed perforating operations have become relatively common. However, as more and more HPHT fields consider intervention operations, existing technologies are subsequently examined and re-examined to suit the particular well criteria and also the

предмет соответствия критериям скважины и реальной рабочей среде определенной морской установки.

Данная статья начинается обсуждением типов оборудования, которое требуется для проведения колтюбинговых работ в условиях высокого давления и высоких температур. Далее представлен ряд проведенных операций с гибкой трубой на месторождениях. Три из этих случаев включают различные операции перфорации с отрицательным перепадом давления. Затрагиваются практические примеры цементирования через гибкую трубу. В статье выделены специфические типы подземного оборудования, которое необходимо для этих работ. Они включают применение оборудования нового типа и новые решения в отношении наземных и подземных ограничений.

Уроки, полученные из каждого практического случая, будут представлены вместе с обзором требований, к которым приближаются месторождения с высокой температурой и давлением и связанные с ними колтюбинговые технологии. Выводы из этих практических случаев будут приведены наряду с обсуждением потенциального расширения объема колтюбинговых работ в условиях высокого давления и температур.

SPE 94039

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ДЛИННЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ПОДАЧИ ПОД ДАВЛЕНИЕМ ЧЕРЕЗ ГИБКУЮ ТРУБУ

W. Rauchenstein, C.G. Blount (SPE, ConocoPhillips Alaska Inc.)

Цементирование посредством гибкой трубы широко используется и является успешным для восстановительного цементирования и трамбования более 20 лет. Однако подавляющее большинство этих скважин имели наклон менее 90 градусов.

Длинная горизонтальная скважина на месторождении Alpine на Северном Склоне Аляски была пробурена в ранней фазе разработки и отличалась от модели. Скважина требовала трамбовки и отклонения для поддержания желаемой стратегии отвода. Скважина была пробурена на конечную глубину 11984 фута и закончена перфорированным хвостовиком длиной примерно 2050 футов, диаметром 4-$^1/_2$ дюйма внутри 6-$^1/_8$-дюймового ствола длиной 2210 футов. Операции цементирования долго считались проблемой в горизонтальных скважинах. Однако поиск в интернет-библиотеке SPE выдал только 5 документов, которые затрагивали этот вопрос, тогда как поиск термина «горизонтальный» насчитал 5534 совпадения. Хотя пять документов освещали эту проблему и давали некоторое руководство в вопросах конструкции, приводилось совсем небольшое количество специфичной информации и подходов к лучшему методу организации производственных работ для глушения и ликвидации длинных горизонтальных стволов.

Основываясь на успешной программе закачки под давлением посредством гибкой трубы на Аляске, команда инженеров и инспекторов решила использовать технологию закачки под давлением посредством гибкой трубы для герметизации боковых каналов ствола и оставить цементную основу для последующих операций отклонения. Статья описывает подробности операции, включая:

1) планирование операции,
2) разработку и тестирование цемента,
3) инструменты и оборудование,
4) геометрию ствола скважины и подробности размещения,
5) подробности выполнения работ на месторождении,
6) результаты,
7) полученный опыт.

actual operating environment of the particular offshore installation.

This paper begins by discussing the types of equipment that are required for HPHT CT intervention. It then presents a number of recent case histories concerning CT interventions on HPHT fields. Three of these case histories involve different underbalance perforating operations. Case histories concerning cementing operations through CT are also discussed. The paper outlines the specific types of downhole equipment that are needed for these operations. This includes application of new equipment designs and novel solutions to both surface and downhole constraints.

Lessons learned from each of the case histories will be presented together with an overview of the requirement that HPHT fields and the related CT intervention technologies are moving towards. Conclusions will be drawn from these different case histories and a discussion presented on the potential extension for CT intervention in HPHT environments.

SPE 94039

CEMENTING A LONG HORIZONTAL WELLBORE USING CT SQUEEZE TECHNOLOGY

W. Rauchenstein and C.G. Blount, SPE, ConocoPhillips Alaska Inc.

Coiled Tubing (CT) cementing has been widely used and highly successful for remedial squeeze and plug back operations for over 20 year's. However, the vast majority of these wells were at deviations less than 90 degrees.

A long horizontal well in the Alpine field on the North Slope of Alaska was drilled early in the development phase and was out of pattern. The well required a plug back and sidetracking to maintain desired off-take strategy. The well was drilled to a total depth of 11,984 feet and completed with approximately 2,050 feet of 4-1/2" slotted liner inside the 2,210' of 6-1/8" hole. Near the middle of the horizontal section, the well's deviation climbed to a maximum of 96 degrees. Cementing operations have long been recognized as a problem in horizontal wells. However, a search of the SPE online library identified only 5 papers that mentioned the challenge we faced while a search of "horizontal" yielded 5,534 hits. Although the 5 papers did discuss the problem and gave some general guidance to cement design consideration, there was little specific information on the "best practice" approach to Plug and Abandon (P&A) long horizontal wellbores.

Based on the successful CT squeeze program in Alaska, a team of engineers and field supervisors decided to use CT cement squeeze technology to seal the lateral portion of the wellbore and leave a cement base for subsequent sidetracking operations. This paper will discuss the details of this job including:

1) Job Planning;
2) Cement design and testing;
3) Tools and Equipment;
4) Wellbore geometry and Placement details;
5) Onsite Job Execution details;
6) Results;
7) Lessons learned.

SPE 94044

НОВЫЙ МЕТОД УЛУЧШЕННОГО ДОСТУПА ГИБКОЙ ТРУБЫ И СТИМУЛЯЦИИ В СКВАЖИНАХ С УДАЛЕННЫМ ДОСТУПОМ

H.A. Nasr-El-Din (SPE), I.H. Arnaout (Saudi Aramco), J.B. Chesson (SPE), K. Cawiezel (SPE, BJ Services Co.)

Достижения технологии бурения приблизили доступ глубоких скважин и сложных траекторий, которые создавали трудности для скважинных работ без вышки по всему миру.

Горизонтальные скважины с удаленным доступом глубиной до 25000 футов требовали, чтобы гибкая труба была тщательно проанализирована для определения, когда застревание и запирание помешает трубе достичь желаемой глубины. Если скважина требует интенсификации, тогда преимуществом гибкой трубы будет являться ее улучшенная способность размещения для равномерного нагнетания вдоль желаемого участка. Отклоняющий метод эффективной обработки может и далее улучшить эти результаты, особенно в случае, когда гибкая труба не может достигнуть всего продуктивного интервала. Когда колтюбинговая труба запирается, не достигая глубины запланированной обработки, необходимо принятие решения для вытеснения флюида в нижний участок из кольцевого пространства, в который доступ невозможен, надеясь на равномерное расположение, или использование технологии, которая позволяет увеличить доступ. Гибкая труба большого диаметра, тракторы, жидкости, позволяющие снизить трение, механические вибрационные устройства, снижающие трение, и эффекты плавучести являются методами, которые могут увеличить доступ гибкой трубы.

В отношении вышеупомянутых методов был проведен анализ чувствительности, и новый вибрационный инструмент в сочетании с жидкостью, снижающей трение, был выбран для успешной кислотной интенсификации горизонтальной необсаженной скважины 2-дюймовой гибкой трубой. Эта конфигурация позволяет трубе быть спущенной на 25 % дальше, чем начальная точка запирания, и сочетание этих методов с новой упругопластической поверхностно-активной системой для избирательной закупорки, успешно обработавшей поврежденную скважину, привело к дополнительному увеличению добычи нефти на 6000 баррелей в сутки.

Описываются процесс проектирования интенсификационной операции и три инновационных технологии, которые в сочетании с гибкой трубой успешно обрабатывают скважины с удаленным доступом в Саудовской Аравии.

SPE 94056

РАЗРАБОТКА ГИДРАВЛИЧЕСКИ РАСШИРЯЮЩЕЙСЯ МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ ВНУТРЕННЕЙ РЕМОНТНОЙ МУФТЫ ДЛЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

F. Louden (SPE, Read Well Services Ltd.), E. Mathiassen (SPE, Statoil ASA), P. Hazel (SPE, Read Well Services Ltd.), F. Skjerping (Statoil ASA), A. Gorrara (SPE, Read Well Services Ltd.), K. Boe (SPE, Statoil ASA)

Описываются технические вопросы разработки и применения расширяющейся металлической внутренней ремонтной муфты для обсадной колонны, спускаемой на гибкой трубе. Причиной для разработки технологии являлось внедрение металлической внутренней ремонтной муфты для обсадной колонны для развертки в 7-дюймовой трубе, разработанной для увеличения срока службы закачивания и отсрочки полномасштабных операций капитального ремонта. Эластичная муфта обеспечит независимый (реальный) локализованный ремонт трубы (т.е. перекрытие водоносных горизонтов, ликвидация течей трубы с точечной коррозией) с минимальным внутренним диаметром сужения для оптимизации доступа при будущих работах со скважиной и таким образом минимизирует снижение добычи нефти (или нагнетания воды).

SPE 94044

NOVEL TECHNIQUE FOR IMPROVED CT ACCESS AND STIMULATION IN AN EXTENDED-REACH WELL

H.A. Nasr-El-Din, SPE, and I.H. Arnaout, Saudi Aramco, and J.B. Chesson, SPE, and K. Cawiezel, SPE, BJ Services Co.

Drilling technology advances have extended the reach of well depths and complicated trajectories which have in turn created challenges for rig-less well intervention around the world.

Extended reach horizontal wells up to 25,000 ft deep require that coiled tubing designs be carefully analyzed to determine when weight stacking and lock-up will prevent coiled tubing from reaching the desired total depth. If the well requires stimulation, then the benefit of coiled tubing is its enhanced placement capability to uniformly inject a treatment across a desired interval. An effective treatment diverting method can further improve these results, especially when coiled tubing is not able to access the entire pay interval. When coiled tubing locks-up before reaching the total depth for one of these treatments, a decision must be made to bullhead the treatment into the lower unreachable section, hoping for uniform placement, or to employ technology which can extend the reach. Larger diameter coiled tubing, coil tractors, liquid friction reducer, mechanical vibrational friction reduction, and buoyancy effects are techniques which can extend the reach of coiled tubing.

Sensitivity analysis was run for the aforementioned techniques and a new vibrational tool combined with a liquid friction reducer on 2-inch coiled tubing was chosen to successfully acid stimulate a horizontal open hole well. This configuration allowed the coiled tubing to reach 25 percent further than the initial lock-up point and the combination of this technique with a new viscoelastic surfactant diverting system, successfully treated the damaged well for a gain of 6,000 BOPD.

This paper will review the stimulation design process and three innovative technologies which have been combined with coiled tubing to successfully treat extended reach wells in Saudi Arabia.

SPE 94056

DEVELOPMENT OF A HYDRAULICALLY EXPANDED METAL INTERNAL CASING PATCH

F. Louden, SPE, Read Well Services Ltd.; E. Mathiassen, SPE, Statoil ASA; P. Hazel, SPE, Read Well Services Ltd.; F. Skjerping, Statoil ASA; A. Gorrara, SPE, Read Well Services Ltd.; and K. Boe, SPE, Statoil ASA

This paper details the technical development & implementation of a Coiled Tubing (CT) deployed, expandable internal metal casing patch. The driver for the development of the technology was to introduce an internal casing patch system for deployment in 7″ tubing, designed to extend the completion life and delay a full workover operation. The compliant patch would provide a substantive localised tubing repair (e.g. water shut-off, leak repair, patch corroded pipe) with minimal internal diameter restriction to optimise access for future well interventions, and hence minimise the restriction to oil production (or water injection).

SPE 94057

ОПИСАНИЕ ЯВЛЕНИЯ ПОТОКА В ГИБКОЙ ТРУБЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ ГИДРОДИНАМИКИ

R. Rosine, M. Bailey, I. Blanco (Halliburton)

Гибкая труба широко используется в скважинных операциях в качестве практического и экономически эффективного средства обслуживания скважин. С течением времени реальный поток через гибкую трубу стал вопросом для обсуждения и теорий. Проводились тесты для лучшего понимания происходящего внутри гибкой трубы. В последнее время использование программного обеспечения вычислительной гидрогазодинамики глубже исследовать в структуру потока в гибкой трубе, включая профили структуры потока и вторичные режимы потока. Эти структуры потока могут быть изучены в прямой или изогнутой гибкой трубе с переменной интенсивностью и различными жидкостями. Вычислительная гидродинамика может помочь в понимании феномена эрозии, включая траектории частиц и миграцию в трубе. Она также может привести к лучшему пониманию и эффективному проектированию градиента фрикционного давления. После того как программа установлена и проверена, возможна альтернатива полномасштабным тестам или прочим методам прогноза.

Описывается феномен потока гибкой трубы с использованием вычислительной гидродинамики, особенно в направляющей трубы. Это является зоной повышенного внимания, так как конфигурация трубы меняется от прямого состояния к изогнутому и снова к прямому. Детально поток в прямом и изогнутом участке был исследован для оценки профилей потока и структуры потока. Рассматриваемые жидкости включают воду, гель и глинистый буровой раствор.

SPE 94057

FLUID-FLOW PHENOMENA IN CT USING CFD

R. Rosine, M. Bailey, and I. Blanco, Halliburton

Coiled tubing (CT) is widely used in well intervention as a practical and cost-effective means of servicing wells. Over the years, the actual flow through CT has been a point of discussion and theory. Testing has been conducted to promote a better understanding of what happens inside the CT. In recent years, the use of computational fluid dynamics (CFD) software has provided greater insight into actual CT flow patterns, including fluid-flow velocity profiles and secondary flow regimes. These flow patterns can be studied in a straight pipe or curved (CT) condition with variable flow rates and variable fluids. CFD could help us understand the phenomenon of erosion, including particle path and migration through the tubing. It might also lead to a greater understanding and efficient design of friction pressure gradients. After CFD is proven and established, an alternative to full-scale testing or other predictive methods may be possible.

This paper discusses the flow phenomenon of CT using CFD, particularly over the tubing guide. This is an area of concern because the tubing configuration changes from straight to bent to straight again. Details of fluid flow for both the straight and curved sections have been examined to evaluate flow-velocity profiles and flow patterns. Fluids investigated have included water, gel, and slurry.

SPE 94058

НЕКОТОРЫЕ ПОСЛЕДНИЕ РАЗРАБОТКИ, ПРИМЕНИМЫЕ К ГИБКОЙ ТРУБЕ

R.K. Stanley (Quality Tubing)

Производство гибких труб не стоит на месте. Описываются новые методы, которые рассматриваются для проверки гибкой трубы и бесшовного производства гибкой трубы. Существует также возможность изготовления труб посредством холодного сжатия и соединения методом микроволнового спекания и аморфного соединения пайкой (сваркой). Существует возможность наблюдения всех процессов соединения с помощью метода неразрушающей акустической эмиссии, со-временного ультразвука, и устранения традиционного стыкового сварного шва типа труба–труба.

Усталостная долговечность трубы всегда являлась спорным вопросом. FLEXTOR TU04 в настоящее время прогнозирует срок службы по наличию поверхностных дефектов на трубе и основывается на реальной информации, полученной в результате исследования в CTMRC. Приведены результаты оценки колонн. Есть бесконтактный метод неразрушающих испытаний для оценки усталости. Таким образом, существуют полностью бесконтактные методы для полного спектра оценки гибкой трубы.

Приведены усовершенствования традиционных и ADB-методов соединения. В завершение приведены беспривязные роботизированные методы для проверки труб начиная с ID и представлены последние данные. Этот метод применим к герметизаторам, нефтехимическим трубам и прочим трубам, которые трудно проверять.

SPE 94058

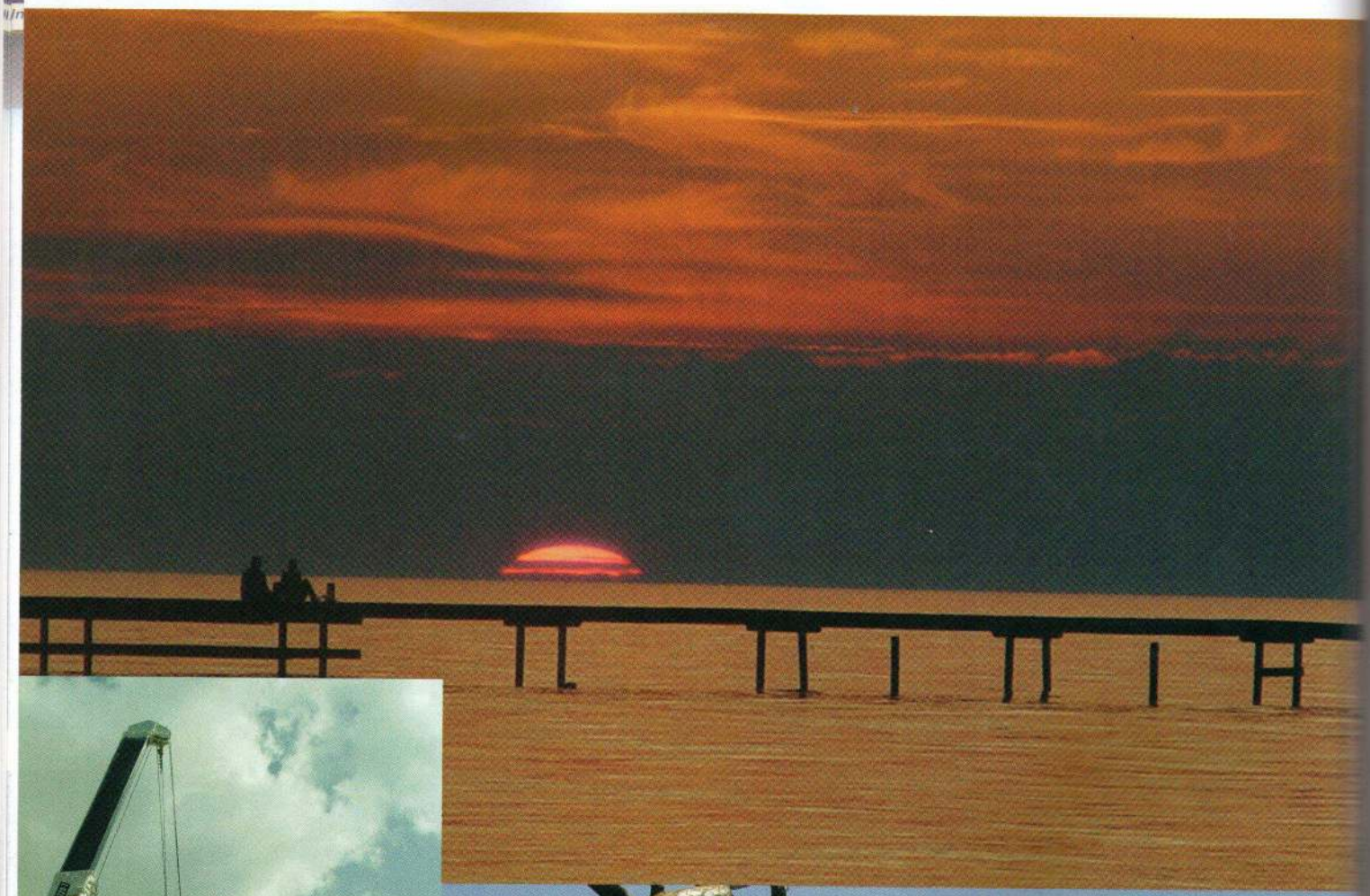
SOME NEW DEVELOPMENTS APPLICABLE TO COILED TUBULARS

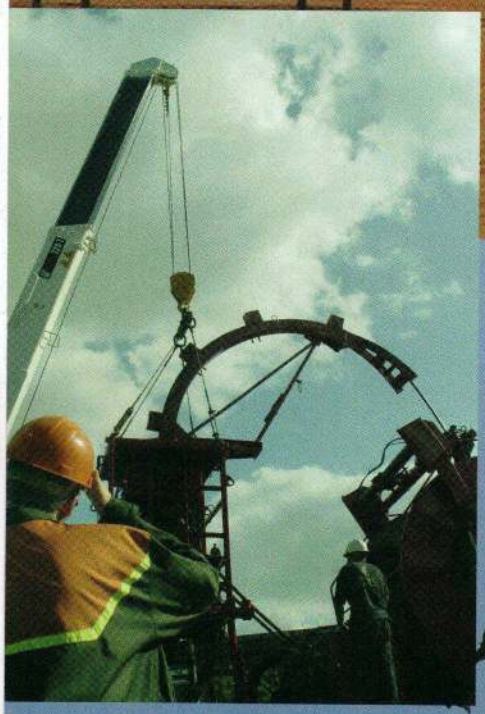
R.K. Stanley, Quality Tubing

Complacency has little place in coiled tubulars. Here we describe the new techniques that are under investigation for both CT inspection and seamless CT production. The possibility exists to make tubulars by cold compression and to join by microwave sintering methods and amorphous bonding. The probability now exists to monitor all joining processes via the nondestructive acoustic emission technique, advanced ultrasound, and to eliminate the conventional tube-to-tube butt weld.

Fatigue life has always been a contentious issue. FLEXOR. TU04 now predicts life with outer surface defects present, and is based on real data taken in a CTMRC study. Results of assessment of strings are given. Further, a non-contact NDE method exists for fatigue assessment, so that totally non-contact methods exist for the entire spectrum of CT evaluation.

Advanced ultrasonic methods are given for conventional and ADB joining methods. Finally an untethered robotic method for inspection of tubulars from the ID is introduced, and recent data are presented; this method is applicable to risers, refinery tubing, and other hard-to-inspect tubulars.



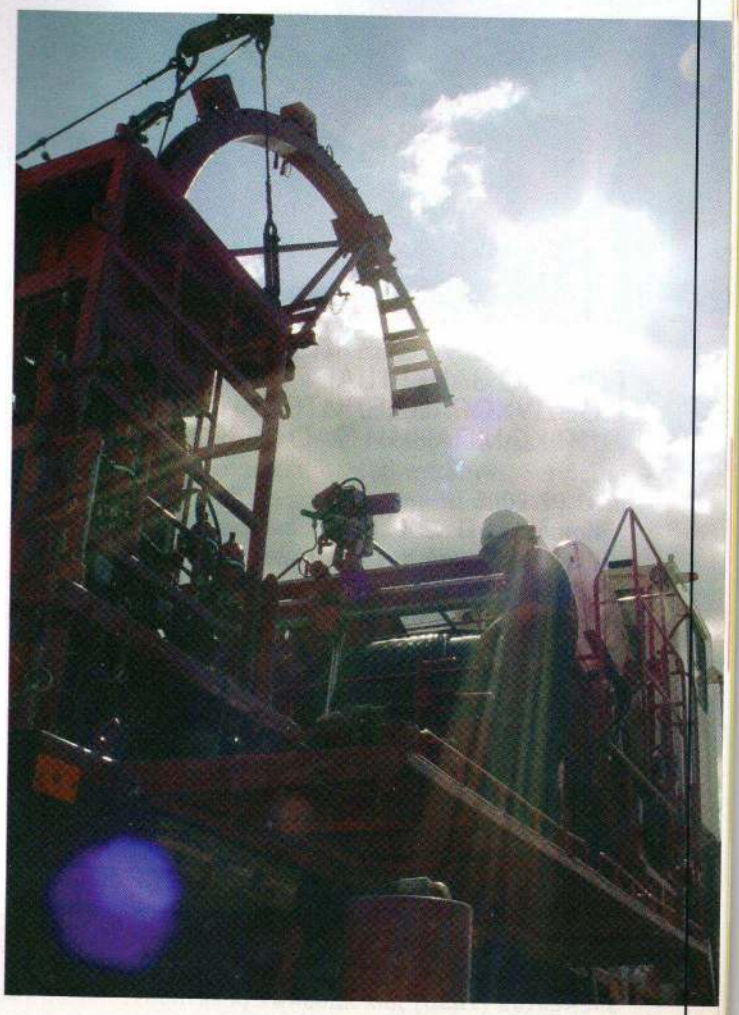


PHOTOGRAPHIC COMPETITION

ФОТОКОНКУРС

Более пяти лет работает в группе компаний ФИД Сергей Иванцов. Притягательный имидж ведущего производителя колтюбинговых агрегатов в Евразии во многом является результатом творческого подхода начальника отдела маркетинга. Предлагаем вашему вниманию результаты фотосессии, проведенной в августе во время испытаний установок М20. И в дополнение к ним – морские пейзажи, выполненные Сергеем во время командировки в Анапу.

For more than five years Sergei Ivantsov works for FID. The attractive image of the leading CT units' manufacturer in Eurasia was produced in many respects due to the creative strategy of the Chief of Marketing Department. We are glad to offer your attention the pictures from the photo session, conducted in August during the M20 unit testing. Additionally – marine sceneries from Anapa, Black Sea.



ГРАСИС ЗАВЕРШАЕТ ПРОЕКТ КРУПНОГО ВОЗДУХОРАЗДЕЛИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ КОМПАНИИ ОАО НЗХК

01.07.2005

Компания ГРАСИС, выигравшая в 2004 году тендер ОАО «Новосибирский завод химических концентратов» (ОАО НЗХК), завершает проект крупного высокотехнологичного воздухоразделительного комплекса на базе мембранной технологии. Тем самым ГРАСИС подтверждает свое технологическое лидерство в области некриогенного воздухоразделения.

ЗАО ГРАСИС и ОАО «Новосибирский завод химических концентратов» заключили контракт на поставку азотной установки производительностью 300 нм^3/ч при чистоте азота 99,91 %. Азотная установка предназначена для обеспечения взрыво- и пожаробезопасности при производстве тепловыделяющих элементов (ТВЭЛ) для ядерных реакторов. Ввиду высокой степени опасности производства к установке предъявлялись исключительно жесткие требования по надежности и бесперебойности работы в течение нескольких десятилетий.

В настоящий момент компания ГРАСИС завершает монтаж на территории предприятия ОАО НЗХК азотной установки, являющейся первой в серии азотных систем для опасных производств, к которым предъявляются особые требования по безопасности.

Источник: Neftegaz.ru

GRASIS FINISHES LARGE AIR-SEPARATING SYSTEM PROJECT FOR COMPANY NZHK

01.07.2005

Company GRASIS, that in 2004 won tender of Novosibirski plant of chemical concentrates (NZHK) finishes project of huge air-separating system based on membrane technology. With this fact GRASIS proves its technological leadership in the field of non-cryogenic air-separation.

GRASIS and Novosibirski plant of chemical concentrates have concluded an agreement for the shippment of nitrogen unit, capacity 300 nm^3/h, at nitrogen purity 99, 91 %.

Nitrogen unit is designed to provide explosion and fire safety during manufacturing of heat-generating elements for nuclear reactors. Due to danger of manufacturing there are strict requirements towards reliability and fail-safety for decades.

Now GRASIS finishes mounting of nitrogen unit on a territory of NZHK, that is the first in a series of nitrogen systems for dangerous manufacturing processes with eclusive safety requirements.

Source: Neftegaz.ru

КРУПНЕЙШЕЕ В МИРЕ ХРАНИЛИЩЕ НЕФТЯНОГО ГАЗА ПОСТРОЕНО В ЯПОНИИ

01.08.2005

В Японии торжественно открылось крупнейшее в мире хранилище для сжиженного нефтяного газа. Оно построено в городе Нанао (префектура Исикава) в рамках правительственной программы поддержания энергетической безопасности.

В частности, по данным Министерства экономики и промышленности, резервуар способен разом вместить недельную норму потребления всей страны. Хранилище состоит из пяти цистерн, рассчитанных на 50 тыс. т. Каждая имеет 45 м в высоту и 60 — в диаметре.

До 2010 года в разных частях страны планируется воздвигнуть еще четыре таких объекта. В результате Япония доведет свой неприкосновенный запас данного вида топлива до 1,5 млн т. В случае прекращения поставок из-за рубежа этого хватит, чтобы бесперебойно удовлетворять нужды всей страны в течение 40 дней.

THE BIGGEST STORAGE FACILITY OF OIL GAS IS CREATED IN JAPAN

01.08.2005

In Japan there has been solemnly opened the biggest storage facility of liquefied oil gas in the world. It has been built in Nanao (prefecture Isikava) within the frames of state program of support of ecological safety.

In partucular, in accordance with data of Ministry of economics and industry, the reservoir is capable to accomodate weekly consumption rate for the whole country. The reservoir consists from 5 tanks, 50 000 ton capacity each. Each has height of 45 meters and diameter of 60 meters.

Till 2010 in different parts of the country they plan to build such four storages. As a result Japan would make its reserve stock of this kind of fuel up to 1.5 mln of tones. In case there would be no supply from abroad the stock would be enough to cover the country needs for 40 days.

Решение подстраховать энергетический сектор было принято в связи с дестабилизацией обстановки на Ближнем Востоке, откуда Япония ввозит около 80 % сжиженного нефтяного газа, а также в связи с тенденцией к резкому росту мировых цен на это сырье, обусловленной, в частности, быстрым ростом спроса в Китае.

Источник: Neftegaz.ru

The decision to secure the energy sector has been made in the connection with destabilization of the situation on Middle East, Japan imports about 80% of the liquefied oil gas from, as well as tendency to sharp growth of wold prices for this kind of raw materials, that is caused by drastic growth of demand in China.

Source: Neftegaz.ru

СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ ВОЗЬМЕТСЯ ЗА МОДЕРНИЗАЦИЮ ТЕХНИКИ ДЛЯ НЕФТЯНИКОВ В ЛАНГЕПАСЕ

1.07.2005

Нефтяная сервисная компания «Ойл Технолоджи Оверсиз» (ОТО) модернизирует парк подъемников для проведения капитального ремонта скважин. ОТО уже приобрела шесть установок Ишимбайского машиностроительного завода (ИМЗ), используемых в нефтяной промышленности. Это оборудование предназначено для освоения, текущего и капитального ремонта скважин (КРС).

Техника уже доставлена на производственную базу сервисной компании в Лангепасе. После оснащения вспомогательным технологическим и бригадным оборудованием установки будут введены в эксплуатацию.

Установки грузоподъемностью до 80 тонн адаптированы для работы в условиях Западной Сибири. Эти машины позволяют выполнять операции по разбуриванию цементных мостов, осуществлять спуск и подъем насосно-компрессорных и бурильных труб, промывку скважин, проведение ремонтных работ и работ по ликвидации аварий.

В 2005 году нефтяная сервисная компания ОТО, согласно своей производственной программе, планирует почти на половину увеличить проведение операций по капитальному ремонту скважин.

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

A SERVICING COMPANY MODERNIZES EQUIPMENT FOR OIL WORKERS IN LANGEPAS

1.07.2005

Servicing oil company Oil Technology Overseas (OTO) modernizes fleet of hoists for well workover. Servicing company has purchased six units for oil industry from Ishymbaiski machine-building plant. This equipment is designed to develop, service and workover wells.

The equipment has already been shipped to production plant of the company in Langepas. After equipping with auxiliary technological and crew equipment the units would be placed in operation.

The units with capacity up to 80 tones would be adapted for operation in Western Syberia. This units allow to conduct activities aimed at drilling of cement bridges, RIN and POOH of tubing and drilling stubing strings, well flushing, servicing and breakdown elimination.

In 2005 the oil servicing company according to its industrial schedule plans almost 50 % increase in well workover jobs.

Source: Tjumen regional online newspaper Vslukh.ru

ТАТАРСКИЕ НЕФТЯНИКИ СДЕЛАЛИ СТАВКУ НА СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

1.07.2005

В «Татнефти» в прошлом году особое внимание уделяли внедрению новых технологий в процесс нефтедобычи. Это следует из показателей, приведенных на общем собрании акционеров нефтяной компании по итогам 2004 г.

Так, более 45 % от общего объема нефти в «Татнефти» добыто за счет применения современных методов повышения нефтеотдачи пластов. В 2004 г. большое внимание уделялось восполнению запасов и поиску новых месторождений, отмечается в материалах «Татнефти». По сравнению с 2003 г. произошло увеличение нефтедобычи, всего за прошедший год компанией добыто 25 млн 100 тыс. тонн нефти.

По оценке независимой международной консалтинговой фирмы «Миллер энд Ленц», на начало 2005 года доказанные запасы «Татнефти» превысили 837 млн тонн нефти. Особое внимание уделялось применению новейших технологий строительства скважин. В целом, с использованием передовых технологий выполняется более 80 % всего объема бурения, что позволило увеличить средний дебит новых скважин до 6,7 тонн в сутки.

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

TATAR OIL WORKERS COUNT ON STATE-OF-THE-ART TECHNOLOGIES

1.07.2005

Last year Tatneft paid great attention to introduction of new technologies in oil recovery. This follows from the indicators shown on general stockholders' meeting dedicated to results of 2004.

Over 45 % from the total volume of oil in Tatneft has been recovered due to implementation of state-of-the-art approaches of oil recovery stimulation. In 2004 the great attention was paid to compensation of deposits and exploration of new fields, as stated Tatneft. Comparing to 2003 there is a recovery growth, the total recovered volume amounted 25 millions 100 thousand tones of oil.

According to estimates of independent international consulting company Miller and Lenz for the beginning of 2005 the proved reserves of Tatneft exceeded 837 millions of tones of oil. The great attention has been paid to the newest technologies of well construction. In general with the use of advanced technologies is conducted over 80 % of the drilling activities, that allowed to increase the average production rate of the new well to 6.7 tones of oil per day.

Source: Tyumen regional online newspaper Vslukh.ru

В АРАБСКИХ СТРАНАХ УВЕЛИЧИЛСЯ ОБЪЕМ ЗАПАСОВ НЕФТИ

30.06.2005

Объем доказанных запасов нефти государств — членов Организации арабских стран — экспортеров нефти (ОПЕК) за 2004 г. увеличился на 0,9 %. Об этом говорится в ежегодном докладе организации, опубликованном кувейтским агентством КУНА.

Согласно докладу, объем запасов нефти в странах ОПЕК в прошлом году достиг 649,76 млрд баррелей, что составляет 58,8 % всех мировых запасов «черного золота».

Наибольшими ресурсами в мире обладает Саудовская Аравия — 262,8 млрд баррелей. Следом за ней идут Иран и Ирак, чьи запасы составляют 125,8 и 115 млрд баррелей соответственно.

Кувейт в прошлом году увеличил объем доказанных запасов нефти до 99 млрд баррелей, заняв четвертое место.

В докладе подчеркивается, что ОПЕК в 2004 г. внесла основной вклад в рост мировых запасов нефти. ОПЕК объединяет 11 арабских государств — экспортеров нефти, штаб-квартира организации находится в Кувейте.

Источник: Neftegaz.ru

ARAB COUNTRIES INCREASED VOLUME OF PETROLEUM RESERVES.

30.06.2005

The volume of proved reserves of countries-members of Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) for the 2004 inceased by 0.9%. This is reported in annual report published by Kuwait agency KUNA. In accordance with the report, the volume of oil reserves in OPEC countries in last year hit the mark of 649.76 billions of barrels, that is 58.8 % of the total world reserves of oil. The largest reserves posesses Saudi Arabia – 262.8 billions of barrels. It is followed by Iran and Iraq, with reserves 125.8 and 115 billions of barrels accordingly.

Kuwait in the last year increased the volume of proved reserves up to 99 billions of barrels, and took fourth place.

The report highlights that OPEC in 2004 made the biggest contribution to the growth of world oil deposits. OPEC comprises 11 arab countries – oil exporters, the headquarters are located in Kuwait.

Source: Neftegaz.ru

ЭКОНОМИКА НЕ МОЖЕТ ПЕРЕВАРИТЬ ДОХОДЫ ОТ ПРОДАЖИ НЕФТИ

03.08.2005

Отток капитала из России в первом полугодии составил $32 млрд. Такая цифра приводится в мониторинге, опубликованном на сайте Минэкономразвития.

«Российская экономика не может эффективно "переварить" добавочные экспортные доходы (от продажи нефти)», — констатируют в МЭРТ.

«Это подтверждается высоким уровнем оттока частного капитала (при существенном росте объемов заимствований на внешнем рынке частным сектором, с $14,1 млрд в I полугодии 2004 г. до $26,4 млрд в I полугодии 2005 г., объем вывоза частного капитала увеличился, соответственно, с $24,5 до $32 млрд)», — говорится в обзоре.

Ранее директор департамента макроэкономического прогнозирования МЭРТ Андрей Клепач сообщил журналистам, что по итогам года чистый отток капитала прогнозируется на уровне $10 млрд.

Источник: Neftegaz.ru

ECONOMICS COULD NOT SWALLOW OIL REVENUES

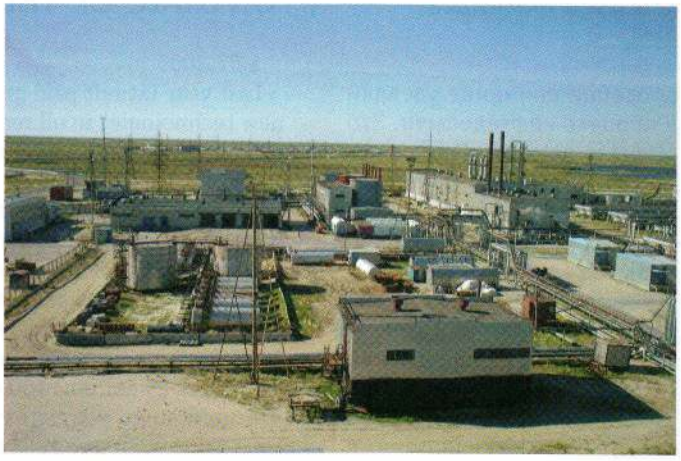
03.08.2005

The capital flow-out from Russian in the first six months reached 32 billions of dollars. This figure is shown in monitoring, published on web-site of Mineconomrazvitiya. Russian economics could not effectively swallow additional export revenues (from oil) – stated MERT.

This is proven with high level of flow-out of private capital (at a significant growth of borrowing level on outer market with private sector, from 14 billions in the first six months of 2004 up to 26.4 billions in the first six months of 2005, the flow-out volume increased accordingly from 24.5 to 32 billions of US dollars – as stated review.

Earlier the director of department of macroeconomics prediction of MERT Andrei Klepach informed journalists that according to annual results the net capital flow-out is planned to be about 10 billions of US dollars.

Source: Neftegaz.ru



РОССИЯ ЗАНИМАЕТ 1-Е МЕСТО В МИРЕ ПО ДОКАЗАННЫМ ЗАПАСАМ ГАЗА

29.07.2005

К такому выводу пришли специалисты BP в своем ежегодном обзоре мировой энергетики. Доказанные запасы природного газа в России на конец 2004 г. составляли 48 трлн куб. метров (26,7 % от общемировых). Доказанные запасы нефти РФ составляли 9,9 млрд тонн (6,1 % общемировых запасов и седьмое место в мире). По расчетам BP, нефти оказалось больше у Саудовской Аравии (22,1 %), Ирана (11,1 %), Ирака (9,7 %), Кувейта (8,3 %), ОАЭ (8,2 %) и Венесуэлы (6,5 %).

Источник: Neftegaz.ru

RUSSIAN FEDERATION TAKES 1-ST PLACE IN THE WORLD FOR PROVEN GAS RESERVES

29.07.2005

To such conclusion came specialists of BP in its annual review of world energy. The proven reserves of natural gas in Russia for the end of 2004 amounted 48 trillions of cubic meters (26.7 of the world reserves). The proven oil reserves of Russian amounted 9.9 billions of tones (6.1 % of the world reserves and 7th place in the world). According to BP estimates, the largest deposits has Saudi Arabia (22.1 %), Iran (11.1 %), Iraq (9.7 %), Kuwait (8.3 %), UAE (8.2 %) and Venezuela (6.5 %).

Source: Neftegaz.ru

В ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ «ШЛЮМБЕРЖЕ» МОЖЕТ ПОЛУЧИТЬ НАЛОГОВЫЕ ЛЬГОТЫ

24.06.2005

В настоящее время руководство Тюменского района готовит предложение по разработке инвестсоглашения с международной компанией «Шлюмберже» и намерено выйти с инициативой в Тюменскую областную думу по вопросу предоставления компании налоговых льгот на период строительства учебного центра по подготовке и переподготовке специалистов для нефтегазовой промышленности.

«Шлюмберже» уже приступила к ограждению площадки в 150 га, на которой расположится центр. На этой площади разместятся полигон с нефтяными скважинами разных видов, площадки для оборудования и лабораторий.

Центр стоимостью свыше $40 млн будет построен за счет собственных средств «Шлюмберже» и будет единственным таким в России. Об этом на встрече с журналистами рассказал председатель Попечительского совета Фонда развития промышленности Тюменской области, президент компании ООО «Бурнефтегаз» Павел Митрофанов.

«В настоящее время "Шлюмберже" выходит на 50 % выполнения той программы, которую мы закладывали по инвестиционным проектам», — подчеркнул экс-вице-губернатор области.

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

SCHLUMBERGER COULD GET TAX REMISSIONS IN TYUMEN REGION

24.06.2005

Nowaday the administration of Tyumen region prepares proposal for working out of investment agreement with international company Schlumberger and intends to appear with the initiative in Tyumen regional council. The issue of the initiative – tax remissions for the period of construction of training institution for preparation of specialists for oil and gas industry.

Schlumberger already proceeded to construction of fence around area in 150 hectares, the institution is supposed to be located on. On this area an ordnance yard with oil wells of different wells is to be located, as well as places for equipment and laboratories.

Such 40 million US dollars institution would be constructed at the own expence of Schlumberger and would be the only institution of this sort in Russia. President of trustee council of fund of industry development of Tyumen region, president of Brurneftegaz Pavel Mitrofanov told about this during the meeting with jornalists.

"Nowadays Schlumberger fulfills about 50% of the program that was initially planned in accordance with investment projects", – highligted the ex-vice governor of the region.

Source: Tyumen regional online newspaper Vslukh.ru

НЕФТЕПРОВОД БУДЕТ ПОСТРОЕН К ДЕКАБРЮ

04.07.2005

Нефтепровод Казахстан — Китай будет сдан в эксплуатацию в декабре 2005 года.

«Ведутся монтажные работы на всех участках нефтепровода Атасу — Алашанькоу, строительство завершится 16 декабря 2005 года», — заявил президент Казахстана Нурсултан Назарбаев 4 июля 2005 года на пресс-конференции в Астане по окончании переговоров с председателем КНР Ху Цзиньтау.

Нефтепровод Атасу — Алашанькоу протяженностью 988 км является второй очередью нефтетранспортного проекта «Казахстан — Китай». Этот участок строится от нефтеналивной железнодорожной эстакады на станции Атасу в Карагандинской области (в центре Казахстана) до границы с Китаем в районе железнодорожного терминала Дружба — Алашанькоу.

Стоимость строительства этого участка оценивается в $700 млн. В рамках технико-экономического обоснования проекта объем капиталовложений в строительство первой очереди участка Атасу — Алашанькоу составит около $650 млн, в расширение пропускных мощностей — около $40 млн.

Источник: РИА «Новости»

PIPELINE WOULD BE BUILT BY DECEMBER

04.07.2005

Pipeline Kazakhstan–China would be put in commission in December, 2005.

"The installation works are carried on all sectors of the pipeline Atasu–Alashankou, the construction would be finished on December, 16, 2005," – declared Kazakhstan president Nursultan Nazarbayev on July, 4, 2005 on the press-conference in Astana at the end of the talks with the Chairman of China Khu Czintau.

The pipeline Atasu-Alashankou with extension 988 km is the second part of the oil transporting project Kazakhstan–China. This part is being built from crude oil rail loading on the station Atasu in Karaganda region (in the center of Kazakhstan) to the border with China near the railway terminal Druzhba-Alashankou.

The cost of the building of this region is estimated at $700 mln. Within the framework of the technical and economic assessment of the project the volume of the investment will be about $650 mln, for pipeline transmission capacity – about $40 mln.

Source: RIA-Novosti

ОБЩЕЕ КОЛИЧЕСТВО КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК, ПОСТАВЛЕННЫХ С 1993 Г., В СТРАНАХ БЫВШЕГО СССР ПО СОСТОЯНИЮ НА 1.09.2005

(ВКЛЮЧАЯ ЕДИНИЧНЫЕ ИЗДЕЛИЯ И ОПЫТНЫЕ ОБРАЗЦЫ)

Наименование кампании	Установки легкого класса	Установки среднего класса	Установки тяжелого класса
РОССИЯ			
Schlumberger		8	
BJ Services		3	1
Башнефть, ОАО	2	1	1
Баштрансгаз, ООО	1		
Варьёганнефть, ОАО	1		
Westor Overseas Holdings LTd		2	
Грознефтегаз, ОАО		1	
Запсибгазпром, ОАО		1	
Кавказтрансгаз, ООО	2		
Комитэк, ОАО	1		
Кубаньгазпром, ООО	3		
ЛУКойл-Когалымнефтегаз, ТПП	1	2	
Мекаминефть, ЗАО		1	
Мострансгаз, ООО	3		
Надымгазпром, ООО	1		
Норд-Сервис, ЗАО		1	
Ноябрьскгаздобыча, ООО	1		
Оренбургбурггаз, ООО		1	1
Оренбурггазпром, ООО		1	
Оренбургнефть, ОАО	1		
Роснефть-Краснодарнефтегаз, ОАО	1		
Роснефть-Пурнефтегаз, ОАО		6	
Севергазпром, ООО		1	
Сибирьтранссервис, ОАО		1	
Сургутнефтегаз, ОАО	1	24	1
Сибирская Геофизическая Компания, ООО		2	
Татнефть, ОАО	3	2	
ТНК-Нижневартовск, ОАО		2	
Тюменьбургаз, ООО	2		
Тюменьтрансгаз, ООО	1		
Урал-Дизайн, ЗАО	1		
Уренгойгазпром, ООО	6	2	
УренгойГеоРесурс, ООО		1	
Фракмастернефть, ЗАО		1	
Югтрансгаз, ООО	2		
Ямбурггаздобыча, ООО	3	2	
Итого по России	**37**	**66**	**4**
Всего по России		**107**	
УКРАИНА			
Укргаздобыча, ДК		1	
Итого по Украине		**1**	
Азербайджан			
BJ Services		2	
ГНКАР		1	
Итого по Азербайджану		**3**	
КАЗАХСТАН			
Schlumberger		4	
BJ Services		4	
Oil Technology Overseas		1	
СНПС-Актобемунайгаз, ОАО		2	
Итого по Казахстану		**11**	
УЗБЕКИСТАН			
Узтрансгаз, АК		1	
Итого по Узбекистану		**1**	
СТРАНЫ БЫВШЕГО СССР			
Итого по бывшему СССР	**37**	**82**	**4**
Всего по бывшему СССР		**123**	

Источник: НП "ЦРКТ"

Если Вы обнаружили несовпадение представленной информации с реальными данными, просьба сообщить в редакцию

COILED TUBING UNITS DELIVERED BEGINNING FROM 1993 TO THE FORMER USSR REPUBLICS AS OF 1-SEPT-05

(INCLUDING SAMPLES)

Company	Light-weight units	Middle-weight units	Heavy-weight units
RUSSIA			
Schlumberger		8	
BJ Services		3	1
Bashneft	2	1	1
Bashtransgaz	1		
Varyeganneft	1		
Westor Overseas Holdings Ltd		2	
Grozneftegaz		1	
Zapsibgazprom		1	
Kavkaztransgaz	3		
Komitek	1		
Kubangazprom	3		
Lukoil-Kogalymneftegaz	1	2	
Mekamineft		1	
Mostransgaz	3		
Nadymgazprom	1		
Nord-Service		1	
Noyabrskgazdobycha	1		
Orenburgburgaz		1	1
Orenburggazprom		1	
Orenburgneft	1		
Rosneft-Krasnodarneftegaz	1		
Rosneft-Purneftegaz		6	
Severgazprom		1	
Sibyrtransservice		1	
Surgutneftegaz	1	24	1
Sibirskaya Geofizicheskaya Kompaniya		2	
Tatneft	3	2	
TNK-Nizhnevartovsk		2	
Tyumenburgaz	2		
Tyumentransgaz	1		
Ural-Design	1		
Urengoigazprom	6	2	
Urengoigeoresurs		1	
Fracmasterneft		1	
Ugtransgaz	2		
Yamburggazdobycha	3	2	
Total units for Russia	**37**	**66**	**4**
		107	
UKRAINE			
Ukrgazdobycha		1	
Total units for Ukraine		**1**	
Azerbaijan			
BJ Services		2	
SOCAR		1	
Total units for Azerbaijan		**3**	
KAZAKHASTAN			
Schlumberger		4	
BJ Services		4	
Oil Technology Overseas		1	
CNPC-Aktobemunaigaz		2	
Total units for Kazakhstan		**11**	
UZBEKISTAN			
Uztransgaz		1	
Total units for Uzbekistan		**1**	
FORMER USSR REPUBLICS			
Total units for the former USSR republics	**37**	**82**	**4**
		123	

Source: NP CRKT

In case you noticed this infomation does not correspond real data please inform the Editorial Staff.

В отечественной практике за многие годы был накоплен внушительный опыт работы буровых и сервисных предприятий нефтегазовой отрасли. Но рынок услуг носил в большей мере стихийный характер. Суммировать потенциал компаний, сформировать мощную сервисную организацию, позволяющую предоставлять заказчикам широкий спектр услуг, — именно это стало основополагающей целью созданной более двух лет назад Всероссийской ассоциации «АСБУР», которая объединила независимые национальные сервисные компании. Формируя общее предложение на основании перечня услуг каждой из них, «АСБУР» успешно конкурирует с крупными западными и российскими компаниями в борьбе за заказчика.

Упрочению позиций партнеров «АСБУР» на нефтегазовом рынке в значительной мере способствует создание единой информационной системы с разнонаправленными векторами: с одной стороны, ассоциация предоставляет своим членам информацию о заказчиках, подрядчиках, поставщиках оборудования, о тендерах, проводимых нефтегазодобывающими компаниями, играя роль биржи труда, с другой стороны, является источником информации для внешних пользователей услуг о возможностях членов ассоциации. За два года ассоциации удалось в достаточной мере хорошо зарекомендовать себя, ее брэнд стал узнаваемым на рынке среди участников и потребителей.

Одно из важнейших направлений в деятельности «АСБУР» — сбор, анализ и внедрение новых и новейших технологий. Благодаря этому уже сегодня ассоциация предлагает уникальные технологические решения в процессе бурения, освоения, при проведении исследования и капитального ремонта скважин.

The domestic experience has been gained throughout many years of drilling and servicing activities of gas and oil industry enterprises. But the market of the services had spontaneous behaviour. Summarizing the potential of the companies, creation of powerful servicing company that provided customers with a wider range of services – namely this fact has been the fundametal purpose of the All Russian Association ASBUR created two years ago. ASBUR consolidated independent national servicing companies. Forming the joint proposal based on a range of services of each company ASBUR succesfully competes with large western and russian companies.

The reinforcement of the position of the ASBUR partners on oil and gas market to a significant extent facilitates creation of united information system with differently aimed vectors: on one hand association informs its members on customers, contractors, equipment suppliers, tenders that are conducted by oil and gas producing companies, playing the role of labour exchange, on the other hand it is the source of information for customers on oportunities and abilities of association members. The association managed to show itself two years ago, its brand became wide-recognized among the participants and users of the market.

One of the most important trends of the ASBUR is gathering, analysis and implementation of new and newer technologies. Because of this even today the association offers unique solutions for the drilling, development while well surveying and workeover.

КОНКУРС СТАРТОВАЛ!

Всероссийская ассоциация «АСБУР», финансирующая внедрение новых, перспективных идей в нефтегазовой отрасли, объявляет конкурс на лучшие новые технологии в области капитального ремонта, бурения нефтяных и газовых скважин и интенсификации добычи углеводородов.

В конкурсе предлагается принять участие организациям и физическим лицам — нефтегазодобывающим и буровым предприятиям, научно-исследовательским, проектно-конструкторским, технологическим, учебным и иным институтам, ученым и специалистам, работающим в этой сфере.

Конкурс проводится по двум номинациям:

- ***лучшая новая технология в области капитального ремонта, бурения нефтяных и газовых скважин;***
- ***лучшая новая технология в области интенсификации добычи углеводородов.***

Оценка всех работ будет производиться конкурсной комиссией, в состав которой войдут авторитетные ученые и эксперты. К работам будут применены два метода оценки: метод экспертных оценок с последующим ранжированием работ и методы теории решения изобретательских задач с привлечением соответствующих специалистов.

Конкурсные работы будут оценены по принципу максимального соответствия комплексу предъявляемых к новым технологиям требований, таких как эффективность, в том числе экономическая, простота применения, уровень технологии и опыт применения технологии на практике.

Ассоциация, проводя конкурс, надеется, что он сможет открыть новые и новейшие технологии в нефтегазовом комплексе, в том числе и колтюбинговые, поскольку они в полной мере соответствуют вышеперечисленным требованиям, существенно повышая эффективность работ по КРС.

По каждой номинации будут отобраны три конкурсные работы: победителя, второго и третьего призеров. Приз победителя представляет собой диплом победителя установленного образца и денежную премию в размере **60 000 у.е.** Обладатели второго и третьего места получат дипломы призеров и денежные премии **10 000 у.е.** и **5 000 у.е.** соответственно.

Конкурсанты, чьи работы не завершены и не имеют опыта промышленного внедрения, получают возможность продолжить исследования за счет «АСБУР».

Подробности желающие могут узнать, посетив наш сайт www.asbur.ru или позвонив в оргкомитет конкурса по телефону +7 (095) 977-97-00.

«АСБУР» уверена, результатом конкурса станет приток новых идей, направленных на достижение положительных результатов в области капитального ремонта, бурения нефтяных и газовых скважин и интенсификации добычи углеводородов.

Алексей Барсуков, директор «АСБУР»

THE CONTEST HAS BEEN STARTED!

All Russian association ASBUR that finances introduction of new prospective idea to oil and gas industry announces a contest for the best new technologies in the field of oil and gas well workover, hydrocarbon recovery stimulation.

The contest offers companies and persons to take part – oil and gas producing and driling companies, research, technological and educational institutions, scientists and specialists working in this field.

The contest offers two categories:

- ***best new technology for the oil and gas well drilling and workover;***
- ***best new technology for the recovery stimulation.***

The evaluation of all the works would be performed by the contest committee that would comprise known scientists and experts. The works would be judged by two approaches: method of expert evaluation with following ranking and methods of theory of solution of inventive tasks with attraction of corresponding specialists.

The contest works would be evaluated according to the idea of comprehensive compliance of a number of requirements of qualifying standards such as efficiency, as well as economical efficiency, application simplicity, level of technology and experience of practical technology use.

Holding the contest, association hopes, that is could discover new and newer technologies for the gas and oil industry, as well as coiled tubing technologies, as they fully correspond the above listed requirements, increasing efficiency of servicing jobs.

For each category three works would be chosen: winner, second and third places. The prize of the winner is the diploma of a due form and monetary prize of **$60 000**. The second and third places would receive diplomas a due form and prizes **10 000** and **5 000** correspondingly.

The participants, whose works are not finished and who have no experience of industrial implementation would obtain an opportunity to continue researches at the expense of ASBUR.

You could find all the details at www.asbur.ru or call +7 (095) 977-97-00.

ASBUR has contidence that the result of the contest would be new ideas, aimed at positive results in the field of gas and oil well workover and stimulation of hydrocarbon recovery.

Alexei Barsukov, director of ASBUR

4–6 октября **4–6 October**	Форум по глубоководным операциям (Pennwell) Deepwater Operations Forum (Pennwell)	Галвестон, Техас, США Galveston, Texas, USA
4–7 октября **4–7 October**	KIOGE 2005 13-я Казахстанская международная выставка и конференция «Нефть и газ»	Алматы, Казахстан Almaty, Kazakhstan
5–7 октября **5–6 October**	Первая специализированная выставка «Ухта. Нефть и газ. Энерго-2005» The first specialized exhibition "Oil&Gas. Energy-2005"	Ухта, Россия Ukhta, Russia
9–12 октября **9–12 October**	Ежегодная техническая конференция и выставка Annual Technical Conference and Exhibition	Даллас, Техас, США Dallas, Texas, USA
26–29 Октября **26–29 October**	ALLGO-EXPO (ВЕСЬ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС) Oil&Gas exhibition	РГУ нефти и газа им. Губкина, Москва, Россия Gubkin Oil&Gas University, Moscow, Russia
8–10 ноября **8–10 November**	Международная выставка и конференция по оффшорным технологиям (Pennwell) Deep Offshore Technology 2005 International Conference & Exhibition (Pennwell)	Витория, Эспирито Санто, Бразилия Vitoria, Espirito Santo, Brazil
15–16 ноября **15–16 November**	Европейский круглый стол SPE/ICoTA по колтюбингу и внедрению в скважины SPE/ICoTA European CT & Well Intervention Round Table	Абердин, Шотландия, Великобритания Aberdeen, Scotland, UK
21–23 ноября **21–23 November**	Международная конференция по нефтегазовым технологиям International Petroleum Technology Conference	Доха, Катар Doha, Qatar
23-25 Ноября **23-25 November**	Седьмая специализированная выставка «Нижневартовск. Нефть и газ. Энерго-2005» The 7-th specialized exhibition "Nizhnevartovsk. Oil&Gas. Energy-2005"	Нижневартовск, Россия Nizhnevartovsk, Russia
29–30 ноября **29–30 November**	3-я международная практическая конференция «Бурение» (ИД «Информация и инвестиции») 3-d international practical drilling conference («Informaciya i investicii» Publishing House)	Москва, Россия Moscow, Russia
30 –1 ноябрь/ декабрь **November/ December**	Международная конференция и выставка по бурению/ Мексиканский залив IADC Drilling Gulf of Mexico Conference &Exhibition	Хьюстон, Техас, США Houston, Texas, USA
5–6 декабря **5–6 December**	Международная конференция Азиатско-Тихоокеанского региона по повышению нефтеотдачи пластов International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific	Куала-Лумпур, Малайзия Kuala Lumpur, Malaysia
7–9 декабря **7–9 December**	Первая специализированная выставка «ТЭК. Россия — Казахстан» The first specialized exhibition "Oil&Gas Complex. Russia — Kazakhstan"	Астана, Казахстан Astana, Kazakhstan
10–13 декабря **10–13 December**	Симпозиум SPE/EAGE по определению характеристик и моделированию коллекторов SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Symposium	Дубаи, ОАЕ Dubai, UAE

Поздравляем! Congratulations!

Борису Григорьевичу Выдрику — 60лет!

Почетный нефтяник, заслуженный работник Минтопэнерго (Минпромэнерго) России Борис Григорьевич Выдрик родился 13 сентября 1945 года в Москве.

Окончил в 1965 г. курс Московского химико-технологического института им. Д.И. Менделеева; в 1978 г. — Всесоюзный заочный инженерно-строительный институт по специальности «химические технологии вяжущих материалов», квалификация — инженер-технолог.

Трудовую биографию начал с 1963 г. лаборантом Государственного исследовательского электрокерамического института Гос. комитета по науке и технике при Госплане СССР, продолжив с 1965 г. и затем после срочной воинской службы в Советской Армии (1969-1971) во Всесоюзном государственном специализированном бюро по проведению пусконаладочных и проектно-конструкторских работ в цементной промышленности Минпромстройматериалов СССР чертежником, техником, конструктором, ведущим конструктором. С 1979 года работает в нефтяной промышленности — зам.начальника производственного отдела ВПО «Союзнефтеспецматериалы», главным технологом аналогичного отдела в Управлении спецматериалов для буровых и ремонтных работ аппарата Миннефтепрома СССР, с 1988 г. — начальником отдела в производственном объединении «Пурнефтегаз» (пос. Пур-Пе, Тюменская область), с 1990 г. — в отделе экологии Миннефтегазпрома. После упразднения союзных министерств продолжил работу в Минтопэнерго России, возглавил с 1993 г. отдел экологических обоснований Департамента нефтяной промышленности. С 1995 г. — зам руководителя (начальника) этого департамента. С изменением структуры министерства в мае 2002 г. — зам. руководителя Департамента нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности — начальник отдела. С 2004 года является начальником отдела внутреннего потребления и экспорта ТЭР Департамента ТЭК Минпромэнерго России.

Награжден медалью «В память 850-летия Москвы» (1997). Владеет английским языком (со словарем).

Б. Г. Выдрик является одним из организаторов массового внедрения колтюбинговых технологий в России. Он также является членом редакционного совета журнала «Время колтюбинга» с момента основания издания.

Поздравляем Бориса Григорьевича с 60-летним юбилеем и желаем крепкого здоровья, благополучия, успехов в профессиональной деятельности.

Коллектив НП «ЦРКТ», группы ФИД и редакции журнала

Boris Grigoryevich Vydrik is 60 years!

The honorary oil industry worker, the honoured worker of the Ministry of Industry and Energy of the Russian Federation Boris Grigoryevich Vydrik was born on September 13, 1945 in Moscow.

In 1965 he graduated from the Moscow chemical-engineering institute named after Mendeleev; in 1978 — the All-Union construction engineering correspondence institute on speciality "chemical technologies of the binding materials", qualification — mechanical engineer.

Boris Grigoryevich has begun his labour activities in 1963 as a laboratory assistant of the electrotechnical institute of the State Scientific and Technical Committee at GOSPLAN of the USSR. After that he continued from 1965 after the active military service in the Soviet Army (1969-1971) in the All-Union State specialized office on the start-up and design work programme in the cement industry of the Minpromstroymaterialy of the USSR as a planner, technician, designer, leading designer. From 1979 he is working in the oil industry as the deputy chief of the manufacturing department in the VPO "Soyuzneftecpecmaterialy", as the chief technologist of the similar department in the Administration of the special materials for the drilling and workover operations of the Minnefteprom of the USSR, from 1988 — as a head of the department in the production enterprise "Purnefetgaz" (Pur Pe, Tyumen region), from 1990 — in the ecological department of Minneftegazprom. After the abolishment of the union ministries he continued his work at the Mintopenergo of Russia, from 1993 he became a chief of the office of the ecological substantiations of the Oil Industry Department. From 1995 he is a vice chief of this department. With the change of Ministry structure in May 2002 he was appointed vice chief of the Department of the Oil&Oil-refining industry — chief of the office.

From 2004 he is chief of the office of the internal consumation and export of Fuel-Energy Development, Fuel-Energy Complex Department of the Minpromenergo of Russia.

He is awarded with the medal "In honour of the 850-year jubileum of Moscow" (1997). He can speak English language (with the help of dictionary).

Boris Grigoryevich is one of the organizers of the large-scale CT technologies introduction in Russia. He is the Member of the Editorial Board of the "Coiled Tubing Times" from the moment of the magazine foundation.

We congratulate Boris Grigoryevich with the jubilee and wish him strong health, prosperity and success in his professional activity.

Collective of NP CRKT, FID Group and Editorial Board of the magazine

NEW COLOUR OF BELARUSIAN COILED TUBING

БЕЛОРУССКИЙ КОЛТЮБИНГ МЕНЯЕТ ЦВЕТ!

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

- Мобильные колтюбинговые установки
- Комплексы оборудования для бурения
- Комплексы оборудования для морских платформ
- Противовыбросовое оборудование
- Специальное оборудование для гидроразрыва пласта
- Инжекторы

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

FID GROUP