



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

**РЫНОК
ДИКТУЕТ СВОИ УСЛОВИЯ
THE MARKET
DICTATES THE CONDITIONS**

**КАНАДА:
ДВИЖЕНИЕ К МЕТАНУ
THE MARCH
TO METHANE IN CANADA**

**ПРИМЕНЕНИЕ
КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
ПРИ РАЗРАБОТКЕ СОЛЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ
APPLICATION
OF COILED TUBING TECHNOLOGIES
FOR DEVELOPMENT OF SALT DEPOSITS**

Coiled / tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

times 2'06

**ПРЕДСЕДАТЕЛЬ
РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА**

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

**ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ
РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА**

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

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

Д.Н. ГРИБАНОВСКИЙ,
заместитель генерального директора
СЗАО «ФИДМАШ»

В.С. ВОЙТЕНКО,
д.т.н., академик РАЕН

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

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

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

Р. КЛАРК,
вице-президент Группы ФИД

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

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

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

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

В.А. ШУРИНОВ,
директор НП «ЦРКТ»

**PRESIDENT
OF EDITORIAL BOARD**

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

VICE-PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

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

EDITORIAL BOARD

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

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

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

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

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

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

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

RON CLARKE,
Vice-president of FID Group

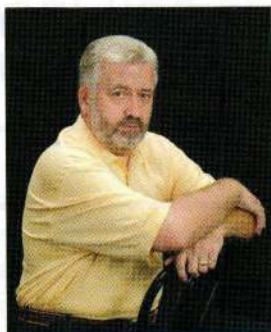
I.M. KRIVIKHIN,
Chief Engineer of Surgut UPNP&KRS,
JSC Surgutneftegaz

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

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

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

V.A. SHURINOV,
Director of NP CRKT



КОЛТЮБИНГОВЫЙ СЕРВИС: КТО ЖМЕТ НА ТОРМОЗА?

В течение многих лет доходы от колтюбинговых услуг в целом росли гораздо быстрее, чем в других отраслях нефте- и газодобычи. В последние два года, однако, этот впечатляющий рост был искусственно ограничен. Причиной тому три основных фактора:

- нехватка колтюбингового оборудования, вызванная высоким спросом на нефтегазовое оборудование в мире;
- проволоки с поставками оборудования (в т.ч. колтюбингового), которые приводят к простоям в работе скважин и сокращению рабочих мест;
- серьезные задержки в разработке и представлении нового колтюбингового оборудования, вызванные нехваткой высококвалифицированных специалистов.

Проблемы, вызванные первыми двумя факторами, будут разрешены относительно быстро, как только поставщики нефтегазового оборудования откликнутся на возросший спрос. Решение проблемы нехватки специалистов потребует качественно новой стратегии найма и подготовки персонала. Учитывая высокую экономическую эффективность колтюбинговых технологий, способствующих повышению объемов эксплуатации нефтеносных бассейнов, необходимо уделить особое внимание технической подготовке специалистов, установить стандарт минимально необходимых знаний и навыков. Молодые инженеры должны быть уверены, что работа в сфере колтюбинговых технологий обеспечит им перспективы устойчивого карьерного роста и повышения профессионального уровня.

Кто ответит на этот вызов?

Рон Кларк

COILED TUBING SERVICES: WHY HAVE THE BRAKES BEEN APPLIED?

For many years, Coiled Tubing Services revenues have typically grown at a faster rate than those of the pressure pumping business as a whole. During the past two years particularly, this impressive growth has been artificially restricted due to three main factors:

- shortage of coiled tubing equipment caused by high demand for oil and gas equipment worldwide;
- long lead times for supplies including coiled tubing product resulting in delays at the well site and a reduction in number of jobs;
- severe delay in introduction of new Coiled Tubing technological applications due to lack of qualified, trained, technical personnel.

The first two factors will be dealt reasonably quickly as the oil and gas equipment supply industry reacts to the increased demand by investment in new capacity. The solution to the technical personnel issue will require a completely new approach to hiring and training engineers. Considering the beneficial economic impact of using Coiled Tubing Services to enhance reservoir exploitation, the highlighting of the need for technical training and establishment of a minimum level of competency should be taking center stage. Young engineers should be convinced that a career progression in Coiled Tubing will be worthwhile and will result in long term employment and development of technical skills that will remain in high demand.

Who will answer this challenge?

Ron Clarke

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Рон Кларк
(gordonhigh@mycingular.blackberry.net)

РЕДАКТОРЫ

Александр Островцов (cttimes@gin.by)

НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ

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

МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА

Ирина Груздилович
(irina.crkt@mail.ru)
Александра Борисова
(alexandra.crkt@mail.ru)

СТИЛЬ-РЕДАКТОР

Наталья Крицкая

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН

Дмитрий Оганесян

ОБЛОЖКА

Виктор Голованов

ПЕРЕВОД

Сергей Сухорученко

Андрей Игнашев

ПОДПИСКА И РАССЫЛКА

Юлия Горшкова (magazine@crkt.ru)

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ

117036, г. Москва,
ул. Профсоюзная, д.3, комн.621.
Тел./факс: (095) 124-85-83
Тел.: (095) 124-63-10
www.crkt.ru
E-mail: info@crkt.ru, cttimes@gin.by
Тираж: 2000 экз. Первый завод: 1000 экз.
Журнал зарегистрирован Министерством РФ
по делам печати, телерадиовещания и средств
массовых коммуникаций
Регистрационный номер ПИ № 77-16977
Материалы, автор которых не указан, являются
продуктом коллективной работы сотрудников
редакции.

Журнал распространяется среди нефтегазовых компаний и профильных научных институтов. При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время колтюбинга» обязательна. Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

РЕКЛАМОДАТЕЛИ

Elmar
Foremost
ITE LLC Moscow
TEM
ИД «Нефть и Капитал»
ФИДМАШ СЗАО

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.

Отпечатано в типографии

«Асобоны»
220030, г. Минск, ул. Октябрьская, 19/М,
тел. +375 17 222 47 92.

Заказ № 785

Лицензия ЛП № 02330/0131670 от 02.05.05.

EDITOR-IN-CHIEF

Ron Clarke (gordonhigh@mycingular.blackberry.net)

EDITORS

Aliaksandr Austrautsou (cttimes@gin.by)

SCIENTIFIC CONSULTANT

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

STYLE EDITOR

Natalia Krytskaya

COMPUTER MAKING UP & DESIGN

Dmitry Oganessian

COVER

Victor Golovanov

MARKETING AND ADVERTISING DIRECTOR

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

TRANSLATION

Sergei Sukhoruchenko

Andrey Ignashev

SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION

Julia Gorshkova (magazine@crkt.ru)

MAGAZINE HAS BEEN PREPARED

FOR PUBLICATION BY:

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

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

3, Profsoyuznaya str., suite 621, Moscow, Russia, 117036

Phone/Fax: (7095) 124 85 83

Phone: (7065) 124 63 10

www.crkt.ru

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

Edition: 2000 copies. The first party: 1000 copies

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

of the Russian Federation

Registration number ПИ № 77-16977

The materials, the author of which is not 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.



СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

СЛОВО ПРОФИ/EXPERT'S OPINION

РЫНОК ДИКТУЕТ СВОИ УСЛОВИЯ

ИНТЕРВЬЮ С ДИРЕКТОРОМ ФИЛИАЛА КОМПАНИИ
«ВЕСТОР ОВЕРСИЗ ХОЛДИНГЗ, ЛТД.» А.В. ГРУЗИНОВЫМ

THE MARKET DICTATES THE CONDITIONS

AN INTERVIEW WITH HEAD OF THE BRANCH OFFICE OF THE
"WESTOR OVERSEAS HOLDINGS LTD." A.V. GRUSINOV



4

ЗА РУБЕЖОМ/ABROAD

АННОТАЦИИ СТАТЕЙ,

ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГУ,
ОРГАНИЗОВАННОЙ SPE/ICOTA

4-5 АПРЕЛЯ 2006 Г. (ХЬЮСТОН, ТЕХАС), НАЧАЛО

THE ABSTRACTS OF THE PAPERS,

PRESENTED AT THE 2005 SPE/ICOTA

COILED TUBING CONFERENCE,

4-5 APRIL 2006 HOUSTON, TEXAS, BEGINNING

10

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ/ TECHNOLOGIES & EQUIPMENT

КАНАДА: ДВИЖЕНИЕ К МЕТАНУ

THE MARCH TO METHANE IN CANADA



12

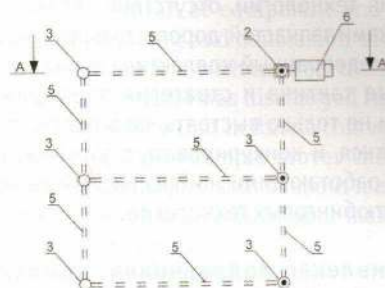
НАУКА/SCIENCE

ПРИМЕНЕНИЕ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

ПРИ РАЗРАБОТКЕ СОЛЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

APPLICATION OF COILED TUBING TECHNOLOGIES

FOR DEVELOPMENT OF SALT DEPOSITS



18

ЗА РУБЕЖОМ/ABROAD

24

ЛЕНТА НОВОСТЕЙ/NEWS

52

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ/ INTERNATIONAL EXHIBITIONS&CONFERENCES

62



РЫНОК ДИКТУЕТ СВОИ УСЛОВИЯ

ИНТЕРВЬЮ С ДИРЕКТОРОМ ФИЛИАЛА КОМПАНИИ «ВЕСТОР ОВЕРСИЗ ХОЛДИНГЗ, ЛТД.» А.В. ГРУЗИНОВЫМ

THE MARKET DICTATES THE CONDITIONS

AN INTERVIEW WITH HEAD OF THE BRANCH OFFICE
OF THE "WESTOR OVERSEAS HOLDINGS LTD." A.V. GRUSINOV

Время колтюбинга: Собственный сервис – наиболее распространенное явление в российских нефтегазовых компаниях. Вместе с тем, все активнее заявляют о себе западные поставщики услуг. На этом фоне попытки независимых компаний утвердиться на рынке выглядят почти героическими. Как Вы решились пуститься в свободное плавание? (Расскажите, пожалуйста, немного об истории создания Компании «Вестор Оверсиз Холдингз, Лтд.»)

А.В. Грузинов: Компания «Вестор Оверсиз Холдингз, Лтд» начала работу установками колтюбинга и азотными установками в конце 1998 г. История начала этих работ довольно неординарная. ОАО «Варьганнефтегаз» в конце девяностых годов по кредиту Всемирного Банка получило зарубежное оборудование: подъемники для КРС, две установки колтюбинга, азотные газификаторы и т.д. Отсутствие опыта работы российских специалистов на таком оборудовании привело к тому, что уже в первый год эксплуатации были выведены из строя несколько подъемников КРС. Чтобы сохранить импортное оборудование в пригодном к эксплуатации состоянии, по нашему предложению в ОАО «Варьганнефтегаз» было принято единственно правильное решение: передать дорогостоящее оборудование в долгосрочную аренду специализированной сервисной компании. По истечении лет видно, что это решение полностью оправдало себя. Но тогда, во времена экономической нестабильности, компания «Вестор Оверсиз Холдингз, Лтд» была единственной, кто рискнул взвалить на себя такую ношу.

Путь становления был труден: отсутствие опыта работы и освоения технологий, отсутствие связей с зарубежными поставщиками запчастей, дорогостоящие кредиты, инфляция. Но умело подобранный коллектив специалистов, правильно выбранные тактика и стратегия предприятия позволили не только выстоять, но в последствии и развиваться, и конкурировать с зарубежными фирмами, работающими на российском рынке в сфере колтюбинговых технологий.

ВК: Привлекая подрядчиков, компании поручают им выполнение таких операций, которые не могут эффективно выполнить собственными силами. Что вы можете взять на себя и сделать лучше самих добывающих компаний? В каких случаях к вам стоит обратиться?

Наметившаяся в последнее время тенденция российского рынка на «разделение труда» (т.е. добыча — добывающим предприятиям, бурение — буровикам, ремонт скважин — предприятиям, специализирующимся на ремонте скважин) оправдана и приносит свои положительные результаты. Небольшие сервисные компании более

Coiled tubing times: Inhouse service – is one of the most widespread features of Russian oil and gas companies. At the same time more and more western services providers enter the domestic market. Therefore attempts of an independent company to gain a foothold may seem almost heroic. How did it come out that You ventured to go freelance? (Please, say some words about the history of the Westor Overseas Holdings Ltd. company's foundation).

A.V. Grusinov: Westor Overseas Holdings Ltd started its work with coiled tubing and nitrogen units in the end of 1998. The start was rather offbeat. In the end of 90th the open joint-stock company Varganeftegaz got foreign equipment by the credit of the World Bank: hoists for well work over, two coiled tubing units, nitrogen gasifiers etc. Russian specialists lacked experience of working with such equipment, which resulted in failure of some hoists for well work over within the first year of their use. In order to keep the foreign equipment in a working condition the Varganeftegaz took the only possible decision, based on our offer: to grant expensive equipment under long-term lease to a specialized service company. After so many years have passed it is now becoming clear, that this decision have proved its worth well. But thereat Westor Overseas Holdings Ltd was the only company, that risked taking this burden up.

The way to success was rather thorny: lack of working and implementation experience, lack of relations with foreign suppliers of spare parts, expensive credits and inflation. But proper selection of professionals for the team, correctly chosen tactics and strategy of the enterprise let us withstand these difficulties and even to develop and compete with foreign companies, working in the Russian market in the sphere of coiled tubing technologies.





мобильны не только в организации труда, но и в вопросах принятия решений, что выгодно отличает их от крупных предприятий. Приведу пример: в ноябре 2005 г. поступило предложение от ОАО «Транснефть» на проведение работ по прогонке поршней и опорожнению от жидкости магистрального трубопровода диаметром 0,72 м газообразным азотом. Опыт работ у компании «Вестор Оверсиз Холдингз, Лтд.» по проведению таких работ был незначительный и в основном на внутрипромысловых трубопроводах малого диаметра. За один месяц был проделан огромный объем работ: разработана теоретическая основа технологии (расчеты, консультации, анализ проводившихся работ), подготовлено оборудование и необходимые разрешительные документы, проведено обучение специалистов, заключены дополнительные договоры с поставщиками азота, с транспортными подрядчиками. И уже к концу 2006 г. было опорожнено от жидкости 130 км магистрального трубопровода. Стоит отметить, что такого вида работы проводились в России впервые. Этот пример показывает, что только при обоснованной структуре предприятия, отлаженной организации труда, ориентировании всего коллектива на достижение конечной цели возможна реализация таких серьезных проектов.

Конечно же, в нашей практике бывают предложения, от которых приходится отказываться. Еще не все заказчики понимают, что ремонт скважины производится не одной колтюбинговой установкой, а комплексом, в который входят насосный блок, емкости для очистки и временного хранения промывочной жидкости, азотный газификатор, криогенные емкости с жидким азотом, вагон-рация и т.д., а это в зависимости от сложности ремонта, 10–15 единиц техники, 15–25 человек персонала. Затраты на переброску комплекса на ремонтируемый объект значительны, и если заказчик предлагает к ремонту всего лишь одну скважину, которая к тому же расположена на большом удалении от базы, то и все затраты лягут на одну скважину, а это не всегда экономически выгодно для заказчика.

ВК: Какие операции выполняются вами наиболее эффективно (на примере успешного выполнения работ)?

Об эффективности выполнения работ могут сказать цифры. В 2005 г. компанией «Вестор Оверсиз Холдингз, Лтд.» было выполнено более 150 ремонтов нефтяных скважин, и всего лишь один ремонт не достиг запланированной цели по причине отсутствия информации о наличии постороннего предмета в скважине. Но даже в такой ситуации, когда посторонним предметом в скважине «расклинило» гибкую трубу, нашим специалистам удалось не только извлечь ее, но и сохранить целостность гибкой трубы. Подтверждением эффективности выполнения работ может служить и тот факт, что, начиная работать с двух колтюбинговых установок, компания нарастила их парк до четырех, а пятая установка вместе с бригадой работает у нас на подряде с ведением нашими специалистами инженерного сопровождения – передаем опыт, технологии, обучаем.

Компания «Вестор Оверсиз Холдингз, Лтд» использует свыше 45 колтюбинговых технологий, но рынок диктует



СТТ: When a company engages contractors, it usually charges them with tasks, which the company is not able to fulfill itself. What kind of tasks can You take upon and what can You do better and faster than oil producing companies? When should they turn to you?

The recently outlined tendency of the Russian market to "division of labor" (i.e. production — to producing companies, drilling — to drillers, well repair and servicing — to companies, specializing in this particular field) is well-taken and shows very good results. Small servicing companies are more flexible not only from the point of view of labor management, but in decision-making as well, which provides them with additional advantages comparing to big enterprises. For example: in November 2005 the open joint-stock company Transneft placed an order for pistons' trial run and removal of fluid from trunk pipeline 0,72 m in diameter with the help of gaseous nitrogen. Westor Overseas Holdings Ltd had minor experience of that kind, mainly related to pipelines of small diameter. Within month's period a huge volume of work was done: development of theoretical base (calculations, consultations, analysis of the work done before), preparation of equipment and necessary permissions, specialists training and conclusion of additional contracts with nitrogen suppliers, with transportation contractors. By the end of 2006 the fluid was discharged from 130 km of trunk pipeline. I should note that in Russia this was the first experience of such work. This example proves the fact, that only a proper enterprise's structure, sound labour management, orientation of the whole team on a final goal make possible realization of such serious projects.

Of course sometimes it happens that we get an offer, which we have to decline. Some of our clients still do not understand, that repair and servicing of a well can not be fulfilled by one coiled tubing unit, that this work involves a whole complex, which includes a pumping unit, reservoirs for clearing and temporary storage of flush liquids, nitric gasifier, cryogenic reservoirs containing liquid nitrogen, a radio terminal car etc., and it means, depending on complexity of repair, 10–15 units of technical equipment, 15–25 persons of operating personnel. The expenses on transportation of the complex to the site are significant, and if a customer offers to repair only one well, which is located at a great distance from the base, then all the expenses should also fall on one well, and it is not always economically effective for a customer.



свои условия, и наибольшим спросом сегодня у заказчиков пользуются работы по вымыву проппанта из скважины и очистке призабойной зоны пласта от незакрепленного проппанта после проведения гидроразрыва пласта (ГРП). Стоит отметить, что полностью отработана технология по вымыву проппанта после проведения ГРП из горизонтального участка скважины — проведены 23 успешные операции, в том числе на 11 скважинах вымыв проппанта производился на депрессии с использованием газообразного азота. Уже в 2006 г. проведены работы на 6 скважинах в боковом горизонтальном стволе; проведены работы на горизонтальной скважине с открытым, не обсаженным колонной стволом.

CTT: What operations do You carry out most effectively?

Figures are the best indicator of performance efficiency. In 2005 Westor Overseas Holdings Ltd. fulfilled repair of more than 150 oil wells, and only once the repair process could not be carried out according to the plan — the reason was the presence of an extraneous object inside the well. But even in the situation when presence of an extraneous object in a well led to “wedging out” of a flexible pipe, our specialists managed not only to draw it out but to retain its integrity as well. As an acknowledgement of performance efficiency can also serve the



ВК: Для сервисной компании кроме наличия современной техники не менее важным является владение технологиями. В свою очередь разработка новых технологий, колюбинговых в особенности, требует немалых средств. Поделитесь секретом, как удается идти в ногу со временем? Пользуетесь ли Вы собственными разработками, ноу-хау?

Соглашусь с вами, что одним из основных аспектов успешного развития предприятия является наличие технологий, и что их приобретение требует больших затрат. Но хочу отметить, что все методы, способы, технологии, которыми

fact, that the company, which started with two coiled tubing units, managed to increase their amount up to four ones, and the fifth one with a crew works for us on contractual basis with our specialists providing engineering support – we train new specialists passing on our experience, technologies.

Westor Overseas Holdings Ltd. can offer more than 45 types of coiled tubing aided technological operations, but the market dictates the conditions, and for the moment the most popular types of work among customers are washing out of propane from well and cleaning of a bottom hole formation zone from free propane after carrying out of a hydraulic fracturing of formation (hydrofrac). I should note, that we have totally mastered the technology of propane washing out from a horizontal well site after hydrofrac — 23 successful operations have already been carried out, among those in 11 wells washing out of propane was carried out at depression with the help of gaseous nitrogen. In 2006 there have already been 6 cases when the work was done in a horizontal side track of a well and in a horizontal well with open, non-cased hole.

CTT: Along with modern technical equipment another prominent aspect for a servicing company is possession of technologies. In turn development of new technologies, coiled tubing in particular, requires substantial financial means. Tell us the secret how do you manage to keep up to date? Do you use your own developments, know-how?

I have to agree with you, that one of the basic aspects of successful development of the enterprise is technology and that its purchase is connected with big expenses. But I want to note, that all the methods, practices, technologies which we use now, are developed, tested and introduced by our own experts. We use the principle of technologies implementation called — “step by step”, from simple to complex. We started in 1999 with simple repairs: washout hydrate – paraffin blocks with tubing string — 53 %; washings of well bottom at repressuring — 36 %; well development with gaseous nitrogen (swabbing) — 10 %, — and only 1 % of operations were connected with washing of wells at depression. The current tendency of formation pressure’s drop increased the percent of works, fulfilled at depression up to 97 %. In 1999 we knew horizontal wells or sidetracks only by hearsay, but when such wells appeared in the Western Siberia, we were technologically prepared to work with them.

Analysis of prospects of the coiled tubing market, high-level scheduling, serious approach to information gathering of each well subject to repair, analysis of the work done – these are the basic criteria, determining priorities for technologies development. The engineering staff of the company is equipped with all the necessary communication facilities, office equipment, computers and software, automotive transport. The structure of the enterprise is organized in such a manner that each repair crew is kept under the round-the-clock control; if the head of an average link encounters a problem, he can at all times contact leading experts and he will surely get qualified help. No serious project is started if no leading experts are present at the working site.

CTT: Is it possible to expand the list of available operations and where do you buy the necessary equipment (domestic or foreign, their advantages and disadvantages)?

While we acquire new experience the list of available operations is also constantly extended proportionally, but it depends first of all on customer’s requirements. Sometimes customers place an order for well repair, requiring a kind of operations which will not be done again for years. For example the last year

мы сегодня пользуемся, разработаны, опробованы и внедрены силами наших специалистов. Принцип внедрения технологий — step by step — «шаг за шагом», от простого к сложному. Если в 1999 г. мы занимались в основном несложными ремонтами: размыв гидратно-парафинистых пробок по НКТ — 53 %; промывками забоя скважин на депрессии — 36 %; освоением скважин газообразным азотом (вызов притока) — 10 %, и только 1 % занимали работы, связанные с промывкой скважин на депрессии. Сегодня же с проявлением тенденции падения пластовых давлений работы на депрессии занимают 97 %. Если в 1999 г. мы только слышали о горизонтальных скважинах или боковых стволах, то при появлении таких скважин в Западной Сибири мы технологически были готовы к таким работам.

Изучение перспектив рынка колюбинга, качественное планирование работ, серьезнейший подход к сбору информации по каждой конкретной скважине, готовящейся к ремонту, анализ проведенных работ — вот основные критерии, по которым определяются приоритет направленные разработки технологий. Инженерный состав Компании обеспечен всеми средствами связи, оргтехникой, компьютерами и программным обеспечением, автотранспортом. Структура предприятия организована таким образом, что каждая бригада, проводящая ремонт, находится под круглосуточным контролем; руководитель среднего звена, столкнувшись с проблемой при выполнении работ, может в любое время связаться с ведущими специалистами и не останется без квалифицированной помощи. Ни один серьезный проект не начинается без присутствия на месте проведения работ ведущих специалистов.

ВК: Удастся ли расширять перечень операций, и где Вы покупаете необходимое для этого оборудование (отечественное или зарубежное, их преимущества и недостатки)?

С приобретением опыта перечень операций постоянно расширяется, но зависит он в первую очередь от потребностей заказчика. Иногда заказчики предлагают к ремонту скважины с таким видом работ, который в последствии не встречается годами. Так в прошлом году был произведен вымыв пропаната из скважины глубиной 2800 м, обсаженной эксплуатационной колонной диаметром 245 мм, в этом году произведен ремонт скважины с открытым стволом. На такие одиночные проекты материалы и инструмент закупаются в малых количествах, конкретно под объем работ. Приобретение же инструмента для гибкой трубы, самой гибкой трубы, смазочных материалов, запчастей для оборудования мы осуществляем только за рубежом. Горький опыт использования гибкой трубы, запасных частей Российского производства запомнится надолго. Но это не говорит о том, что компания не идет навстречу российским поставщикам. Ведется постоянная переписка, разрабатывается огромное количество технической документации, закупаются опытные партии. Но, к сожалению, далее испытания опытных образцов дело не идет. Преимущества и недостатки всем известны: у зарубежных поставщиков — высокое качество, высокая стоимость и большие затраты по доставке; у российских — низкая стоимость, но качество оставляет желать лучшего.

ВК: Кадры в вашем деле, скорее всего, решают многое. Как достичь высокой квалификации? Не перебегают ли ваши сотрудники в западные компании?

Любое предприятие будет конкурентоспособным на рынке лишь в том случае, если у него классные специалисты, сплоченный коллектив. Поэтому Компания уделяет серь-

we carried out washing out of propane from a well 2800 m deep, cased with production string 245 mm in diameter, this year we fulfilled repair of well with an open well hole. Materials and tools for such single projects are bought in small quantities, based on specific amount of work. And the tool for a flexible pipe, the pipe itself, lubricants, spare parts are purchased abroad only. Bitter experience of application of flexible pipe and spare parts made in Russia is never-to-be-forgotten. But it does not mean that the company neglects Russian suppliers. We maintain permanent contact with them through correspondence, develop huge amount of engineering specifications, buy experimental batches. But, unfortunately, for the moment the business relation stop at the stage of prototypes testing. Everybody knows advantages and lacks of both: production of foreign suppliers — high quality, high cost and expensive delivery; Russian suppliers — low cost, but the quality leaves much to be desired.

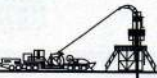
CTT: In your business much depends on personnel. How is it possible to get high qualification? Don't your employees desert to western companies?

Any enterprise can be competitive in the market only if it has high-qualified experts, well-organized team. Therefore the company pays a close attention to personnel selection. For all time of the company existence there was only one case, when an employee left for a foreign company, but even he came back to us one year later. Unfortunately, in Russia there is no special-purpose training of experts for coiled tubing technologies and mobile nitric units, therefore we have to do it ourselves. Our specialists get theoretical background abroad, and practical experience — directly at working sites. The experts are allowed to work only after completion of a 3-month's theoretical and practical training. High-school education is also encouraged — drilling, well work over, economics, management.

CTT: Do You feel the competition with foreign service? In which aspect are You superior and in which are You inferior?

The competition was at all times and will ever be. But because of limited number of coiled tubing units the market was tacitly shared somehow territorially among profile enterprises. We assume, that the real competition is still ahead. Many enterprises, which buy coiled tubing units, do not take into account that the work can not be done effectively without a good pump, without powerful supercharger for gaseous nitrogen, without cryogenic reservoirs. Quality of flexible pipes is also of great importance. For the moment Westor Overseas Holdings Ltd., which has all the abovementioned equipment, as well as trustworthy relations





езное внимание кадровой политике. За все время существования компании был всего лишь один случай перехода рабочего в иностранную фирму, но и он вернулся к нам через год. К сожалению, в России целенаправленно не готовят специалистов по работе с колтюбинговыми и передвижными азотными установками, поэтому мы вынуждены готовить специалистов своими силами. Теории обучаем за рубежом, а практике — непосредственно на объектах проведения работ. Только после полного 3-месячного обучения теории и практике специалисты допускаются к работе. Также поощряется обучение в высших учебных заведениях — бурение, капитальный ремонт скважин, экономика, менеджмент.



ВК: Ощущается ли конкуренция с зарубежным сервисом? В чем вы можете выигрывать, а в чем уступаете?

Конкуренция была и будет всегда. Но в связи с ограниченным количеством колтюбинговых установок рынок как-то негласно разделился между профильными предприятиями территориально. Мы считаем, что настоящая конкуренция еще впереди. Многие предприятия, приобретая колтюбинги, не учитывают того, что установка не будет эффективна без хорошего насоса, без мощной установки нагнетания газообразного азота, без криогенных емкостей. Огромное значение имеет и качество гибкой трубы. Сегодня компания «Вестор Оверсиз Холдингз, Лтд», имея в наличии все вышеперечисленное оборудование, налаженные связи с поставщиками запасных частей, жидкого азота и гибкой трубы, имеет запас времени на укрепление своих позиций на рынке колтюбинговых технологий.

ВК: Существуют ли у Вас проблемы с поиском заказов?

В последний год-полтора отношение к предприятиям, выполняющим ремонт скважин колтюбингами, изменилась. Добывающие предприятия осознали разницу и уже не сравнивают стоимость наших работ со стоимостью работ бригад КРС, понимая, что затраты окупаются за счет сокращения продолжительности ремонта скважины. За один спуск трубы колтюбингом без подъема на дневную поверхность возможно выполнение 10 и более технологических операций. Возможно проведение работ на депрессии, в отличие от традиционных методов КРС. Установка экологична, безопасна с точки зрения НГВП и т.д. Проведенные тендеры в январе 2006 г. показали, что в нашем регионе потребность в колтюбинговых установках возросла, а самих установок — явно недостаточно.

with the suppliers of spare parts, liquid nitrogen and flexible pipes, has a reserve of time for strengthening its positions in the market of coiled tubing technologies.

CTT: Do You have problems looking for new orders ?

Within the last year or even year and a half the attitude to the enterprises carrying out well repair with the help of coiled tubing units was changed greatly. The production enterprises have realized the difference and do not any more compare the cost of our operations with the cost of operations, done by maintenance crews, because they understand, that these additional expenses will pay off due to reduction of well repair duration. In one run (pipe lowering) it is possible to carry out 10 and more technological operations. Also it is possible to carry out work at depression, as against traditional methods of well work over. This type of unit is harmless, safe from point of view of showings of oil gas and water etc. The tenders held in January, 2006 showed increase in for demand for coiled tubing units in this region and the quantity of available units is obviously not sufficient.



АННОТАЦИИ СТАТЕЙ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГУ, ОРГАНИЗОВАННОЙ SPE/ICOTA 4-5 АПРЕЛЯ 2006 Г. (ХЬЮСТОН, ТЕХАС)

THE ABSTRACTS OF THE PAPERS, PRESENTED AT THE 2005 SPE/ICOTA COILED TUBING CONFERENCE, 4-5 APRIL 2006 HOUSTON, TEXAS

SPE 100199

ВОЗДЕЙСТВИЕ ПРЕДШЕСТВУЮЩЕЙ ЦИКЛИЧЕСКОЙ УСТАЛОСТИ НА УСТАЛОСТНОЕ ПОВРЕЖДЕНИЕ, ВЫЗВАННОЕ ДЕФЕКТАМИ В КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЕ

С.М. Типтон, Л.Г. Нойхарт, и Ж.Р. Сорем, Университет г. Талса

Усталость является главным фактором, ограничивающим полезный срок службы коiled tubing, и наличие дефектов ускоряет наступление усталости. Исследования, которые изучают воздействие дефектов, таких как царапины, вмятины и прочие геометрические неоднородности, находятся в стадии разработки. Большая часть исследований была проведена с помощью размещения дефектов на новых образцах коiled tubing и подвержению ее усталостным циклам. Однако труба на месторождении часто получает механические дефекты в ходе использования трубы, уже после того, как усталостная деформация накопилась из-за циклической усталости трубы без дефектов. Документ представляет результаты качественного исследования влияния меняющегося количества накопленного повреждения более раннего периодического процесса на вредное воздействие дефекта. У коiled tubing труб с пределом текучести в 90 и 110 ksi, использованные в экспериментах, дефекты состоят из поперечных повреждений, сделанных при помощи ножовочного полотна. Данные показывают, что предыдущий периодический процесс может оказывать воздействие на степень накопления усталостной деформации, вызванной дефектом, но эта зависимость зависит от уровня внутреннего давления, которое в ходе тестов было постоянным. Применение правила горняка делает умеренные оценки усталостной долговечности для трубы, выполнявшей периодический процесс с низким внутренним давлением, но предполагает, что он может быть сильным при более высоких давлениях.

SPE 100210

ОБЗОР КОЛТЮБИНГОВОЙ БУРОВОЙ ПРОГРАММЫ KUPARUK (КАПАРАК) И ПОСЛЕДНИЕ РАБОТЫ, УСТАНОВИВШИЕ НОВЫЙ РЕКОРД

Д.Е. Венхаус, SPE, и С.Г. Блаунт, SPE, ConocoPhillips Alaska Inc.; К.Е. Довелл, SPE, Schlumberger, Л.Л. Гантт, SPE, ConocoPhillips Alaska Inc.; Ж.Г. Сарбер, SPE, и А.Ж. Воррингтон, SPE, BP Exploration (Alaska) Inc.; и М.Г. Рикси, SPE, Baker Hughes Inteq

Программа коiled tubing бурения Купарук (Капарак) началась с разработки в 1998 году методов коiled tubing бурения с динамическим положительным перепадом давления. Несмотря на то, что первые скважины были успешны в техническом плане, экономические результаты и результаты добычи оказались меньше ожидаемых.

Начиная с постепенного изменения в 2002 году, в течение трех последних лет были воплощены способы улучшения экономических результатов программы коiled tubing бурения, вдохновляя результатами коiled tubing бурения на речной установке Капарак. Результаты программы коiled tubing бурения 11 скважин наво-

SPE 100199

INFLUENCE OF PRIOR CYCLING ON FATIGUE DAMAGE CAUSED BY DEFECTS IN COILED TUBING

S.M. Tipton, L.G. Neuharth, and J.R. Sorem, U. of Tulsa

Fatigue is known to be a major factor limiting the useful life of coiled tubing in the field and the presence of a defect is known to accelerate the onset of fatigue. Research efforts are underway to study the influence of defects such as scratches, dents, gouges, and other geometric discontinuities. The majority of this research has been conducted by placing defects in new tubing samples and cycling to failure. However, tubing in the field often incurs mechanical defects later in life, after fatigue damage has already accumulated due to prior cycling of the tubing in a defect-free state. This paper presents results from a quantitative investigation of the influence of varying amounts of cumulative damage from prior cycling on the detrimental effect of a defect. Coiled tubing with yield strengths of 90 and 110 ksi are used in the experiments and defects consist of transverse cuts made with a hack saw blade. The data indicate that prior cycling can influence the rate of damage accumulation caused by a defect, but this dependence appears to be dependent on the internal pressure level, which was held constant during these tests. The application of a simple Miner's rule makes conservative estimates of fatigue lives for tubing cycled with low internal pressure, but estimates can be nonconservative for higher pressure levels.

SPE 100210

OVERVIEW OF THE KUPARUK CTD PROGRAM AND RECENT RECORD-SETTING OPERATIONS

D.E. Venhaus, SPE, and C.G. Blount, SPE, ConocoPhillips Alaska Inc.; K.E. Dowell, SPE, Schlumberger, L.L. Gantt, SPE, ConocoPhillips Alaska Inc.; J.G. Sarber, SPE, and A.J. Worthington, SPE, BP Exploration (Alaska) Inc.; and M.G. Rixse, SPE, Baker Hughes Inteq

The Kuparuk Coiled Tubing Drilling (CTD) program began with the development of dynamically overbalanced CTD techniques¹ in 1998. Although many of the first wells were technical successes, the economic and productive results were less than expected.

Starting with a step change in 2002, improvements in the economic results of the CTD program have materialized over the past 3 years fueling excitement about CTD in the Kuparuk River Unit (KRU). Results from the 11 well 2005 CTD program suggests that the

дят на мысль о продолжении колтюбингового бурения на большой территории Капарак. Усовершенствования в техническом плане, изменения в целях, улучшенная конструкция скважин, улучшенная технология колтюбингового бурения — окупаются. Программы колтюбингового бурения в 2004 и 2005 показали дебит скважин выше ожидаемого уровня, и в случае 2005 показали полное соответствие запланированному бюджету, и даже экономию его. В дополнение к общему успеху программы колтюбингового бурения, авторы считают тремя новыми мировыми рекордами следующие показатели, установленные в одной скважине: бурение 3-х дюймового бокового ствола при помощи колтюбинговой трубы — 18,350' измеренной глубины; бокового ствола при помощи колтюбинговой трубы из необсаженного ствола — 17,935' измеренной глубины, спуск нижней трубы обсадной колонны — 18,320' измеренной глубины. Все цели буровой операции были выполнены, скважина была закончена в соответствии с разрешенным уровнем затрат.

SPE 100242

СИСТЕМА СПУСКА В ДЕЙСТВУЮЩУЮ СКВАЖИНУ

М. Эвенсон, Aker Kvaerner Well Services SEA, и В. Дегестад, SPE, Statoil ASA

Спуск длинных инструментальных колонн часто является критичным процессом в смысле экономически целесообразного проведения операций в горизонтальных скважинах. Это происходит из-за того, что обширное воздействие на коллектор требует соответствующих длинных перфорированных интервалов с большими перерывами между ними.

Норвежский оператор встретился с этой трудностью при увеличении добычи из горизонтальных морских скважин. Спуск длинных инструментальных колонн в действующие скважины может быть трудной задачей. При использовании скважинного предохранительного клапана в качестве основной преграды, оператор имел в распоряжении только спуск в скважину под давлением. Спуск на колтюбинговой трубе против скважинного предохранительного клапана и кабеля является неприемлемым для действующих скважин.

SPE 100277

ПРИБРЕТЕНИЕ КОЛЛЕКТИВА СПЕЦИАЛИСТОВ, СООТВЕТСТВУЮЩИХ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ СКВАЖИННЫХ ОПЕРАЦИЙ

М. Аллкорн, SPE, В.М. Земляк, SPE, и Р.Г. ван дер Туин, SPE, Schlumberger, and P.К. Стефенс, SPE, BP

Темп работы, стареющие месторождения, возрастающая потребность в рабочей силе и растущие требования к проведению скважинных работ требуют нового подхода к повышению человеческого профессионального уровня. На сегодняшний день приобретение компетентного персонала за небольшой промежуток времени представляет из себя значительную проблему. Документ представляет обзор текущих и будущих требований для определения наиболее эффективного способа приобретения необходимых навыков, и обзор программ по их развитию. В дополнение к этому документ заканчивается обзором современных обучающих подходов и интеграции их в полноценную и ускоренную программу обучения.

successful application of CTD technology will continue in the Greater Kuparuk Area. Technological advances, changes in target focus, improved well designs, improved CT drilling techniques, and persistence all paid off. The 2004 & 2005 CTD programs delivered wells yielding rates beyond expectations and, in the case of 2005, were achieved "at or below" the authorized expenditure budget. In addition to the overall CTD program success story, what the authors believe as 3 new world records were set on one particular well: Deepest 3" CTD sidetrack — 18,350' MD; deepest CTD openhole sidetrack — 17,935' MD; and deepest CTD liner run — 18,320' MD. All drilling objectives were achieved and the well completed under the AFE (Authorization for Expenditure).

SPE 100242

LIVE WELL DEPLOYMENT SYSTEM

М. Evensen, Aker Kvaerner Well Services SEA, and V. Dagestad, SPE, Statoil ASA

Deployment of long tool strings is often critical for economical intervention in horizontal wells. This is because the extensive exposure to the reservoir produces a corresponding requirement for long perforation and straddle intervals.

A Norwegian operator has faced this challenge to increase recovery from horizontal offshore wells. Deployment of long tool strings into live wells can be a challenging task. When using the down-hole safety valve (DHSV) as the primary well barrier, the operator has only accepted snubbing as conveyance method. Deployment against DHSV on Coil Tubing (CT) and Wireline (WL) has not been accepted in live wells.

SPE 100277

BUILDING HUMAN CAPITAL TO MEET THE DEMANDS IN WELL INTERVENTION

М. Allcorn, SPE, W.M. Zemlak, SPE, and R.G. van der Tuin, SPE, Schlumberger, and R.K. Stephens, SPE, BP

The pace of activity, maturing profiles, incoming workforce expectations, and increasingly focused requirements on the industry's well intervention needs, is demanding a new approach to building human capital. Today's challenge is to build the required expertise in a fraction of the time previously available. This paper will provide an overview of current and future skill requirements to determine the most effective way to develop those skills, and a review of on-going programs to develop the required skill levels. Additionally, a review will be completed on the current learning tools as well as the integration of those tools in a comprehensive and accelerated development program.

окончание на стр. 24

ending on page 24

ЗА РУБЕЖОМ/ABROAD

THE MARCH TO METHANE IN CANADA

Нередко успешная разработка определенной технологии становится примером для подражания. При этом он вызывает у компаний желание оценить собственные возможности и выбрать лучший способ, позволяющий использовать преимущества новых разработок.

Действительно ли развитием колтюбингового бурения (КТБ) Канада, удерживающая 85% мирового рынка КТБ, обязана определенным пластовым условиям и сложным условиям бурения или дело в том, что канадцы просто «оказались более восприимчивыми в отношении новых технологий»? Похоже, и приземленный аргумент, и психологическая гипотеза, выдвинутая в прошлогоднем тематическом отчете по колтюбингу Департамента энергетики США недалеко от истины. Американские аналитики считают, что использованию колтюбинга в соседней стране благоприятствовали следующие факторы:

- неглубокие (менее 3000 футов) скважины с сухим газом, обсадная колонна диаметром 4 1/2", без труб;
- тысячи скважин, пробуриваемых ежегодно (допускающих непрерывное бурение);
- относительно мягкая, предсказуемая осадочная порода (нечастый прихват);
- установки разрабатываются специально для скважин глубиной 3000 футов, опытные бригады;
- «след» небольшой или отсутствует, близкое расположение скважин уменьшает время перемещения;
- быстрое перемещение и монтаж — от 2 до 3 часов, большие скорости проникновения;
- возможность проведения операций в любых погодных условиях.

ДЫХАНИЕ ПОДЗЕМНОГО ДРАКОНА

Наряду с этим в конце 90-х годов прошлого века произошли события, которые послужили одной из причин стремительного развития колтюбинга в Канаде. В 1997 году была пробурена первая скважина на угольный метан, и в стране начала развиваться добыча углеводородного сырья, которое до сих пор принято считать нетрадиционным. И хотя с тех пор прошло немного времени, определенные успехи позволяют говорить о том, что это направление находится уже не в зачаточном состоянии.

Сегодня наиболее богатая углеводородами часть страны — Западно-Канадский осадочный бассейн (ЗКОБ) переживает настоящий метановый бум. Здесь считают, что угольный метан сможет компенсировать наметившееся падение добычи природного газа. Планируется в ближайшее десятилетие увеличить добычу нетрадиционного сырья на западе Канады в 9 раз, уже сегодня на угольный метан бурится каждая восьмая скважина в провинции Альберта.

«Спаситель» может использоваться для отопления жилищ, в качестве промышленного топлива, для генерации электрической энергии. Использование метана как топлива для автомобилей уменьшает вредные выбросы в атмосферу углеводородных соединений в 5–10 раз, оксида азота — вдвое, а также позволяет полностью исключить выбросы сажи и свинца. Отсутствие вредных примесей,

It often happens that the successful development of a particular technology will serve as an example for imitation to others. Other parties are often stimulated to analyze their own capabilities and determine the best method to take advantage of a new technology.

Is it safe to say that the extensive development of Coiled Tubing Drilling (CTD) in Canada, which controls 85% of the CTD international market, is due to certain local reservoir features and complicated drilling conditions or, is it that "Canadians appear to be somewhat more open-minded when it comes to adopting new technology"? It seems that we need to consider both practical conditions and the hypothesis concerning the psychological factor as offered in the last year's issue-related report on Coiled Tubing by the US Department of Energy. American analysis assumes that the main factors that favored adaptation of coiled tubing to produce methane in the neighboring country are the following:

- shallow (less than 3,000 ft) dry gas wells, 4 1/2 inch casing, no tubing;
- thousands of wells drilled annually (allowing continuous drilling, not one and off);
- relatively soft, predictable sediments (infrequent sticking);
- rigs designed precisely to fit 3,000 ft. wells, experienced crews;
- small to no footprint, wells close together reducing transit time;
- fast move in and rig up time — 2 to 3 hours, fast penetration rates;
- all-weather operation.

BREATH OF A SUBTERRANEAN DRAGON

Along with that in the late 1990's events took place which prompted the rapid development of coiled tubing in Canada. In 1997 the first coal bed methane well was drilled. That gave the first stimulus to production of hydrocarbon raw stock or reserves, which has been considered to be non-conventional until now. Although not so much time has passed yet, the achieved success indicates that this trend has grown out of its infancy into a developed hydrocarbon extraction technology.

For the moment the richest part of the country in hydrocarbons is the Western Canadian Sedimentary Basin (WCSB), and it is experiencing a real growth in methane production now. The local specialists assume that the coal bed methane can compensate for possible decrease in natural gas production, which is beginning to slow. It is planned to increase production of this non-conventional alternative reserves in the western part of Canada by a factor of 9 within the coming decade, and even now 1 of 8 wells in the Alberta province is drilled for coal bed methane.

Methane gas with the nickname "Savior" can be used for heating homes, as an industrial fuel or for the purpose of electrical energy generation. Usage of methane as automotive fuel makes it possible to decrease by 5–10 times the level of hydrocarbon compounds emissions to the ambient air and two times less nitric oxide. Besides, the use of methane can help to



загрязняющих топливную систему, позволяет сохранять автомобиль в исправном состоянии. Более экологически чистый, чем природный газ, нефть и уголь, метан характеризуется полным сгоранием.

Однако, в отличие от природного газа, метан не располагается свободно внутри обычных коллекторов, в угольных пластах он химически присоединяется молекулярной структурой угля. Это обеспечивает рекордную концентрацию метана по сравнению с его углеводородными собратьями. На единицу объема угля может приходиться в десять раз больший объем газа, хотя добыча усложняется.

Кроме того, очень часто уголь отличается низкой проницаемостью, затрудняющей миграцию газа. К этому можно добавить необходимость извлечения воды, которая, как правило, полностью заполняет коллекторы и которую необходимо удалить на ранних стадиях добычи.

Эти факторы наряду с другими геологическими особенностями сделали решающим применение новых технологий в добыче угольного метана. В прошлом году самая крупная из 40 компаний, ведущих добычу метана в Канаде, корпорация Apache пробурила более 80% скважин с использованием колтюбинга.

КТО ЕСТЬ КТО НА РЫНКЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ?

Пока компании США демонстрировали по всему миру захватывающие дух рекорды и технические достижения в различных направлениях развития колтюбинга, канадские подрядчики занимались дома насущными проблемами — отработывали технологии для неглубоких скважин. В результате им достались лавры лучших в этой области, и сейчас они не только не имеют равных себе на родине, услуги пользуются спросом и южнее.

Изначально колтюбинг использовался в Канаде для кислотных обработок, цементирования под давлением. Применение более сложных технологий подняло планку для разработчиков оборудования. В 2002 году компания Trailblazer Drilling Corp., отделение Savanna Energy Services Corp., проанализировала ограничения, существовавшие в традиционных и колтюбинговых технологиях, связанные с применением оборудования в сложных условиях. Результатом стала разработка гибридных установок нового поколения.

Новые агрегаты позволили осуществлять переход от колтюбингового бурения к традиционному без существенных затрат времени и денег. К настоящему времени компания разработала и изготовила 31 гибридную установку, из них 29 установок первого поколения для бурения на глубину до 1 500 метров с непрерывной трубой диаметром $2 \frac{7}{8}$ " или 1 200 метров с трубой диаметром $3 \frac{1}{2}$ " и 2 установки второго поколения для бурения на глубину до 2 200 метров с непрерывной трубой диаметром $3 \frac{1}{2}$ ".

В 2006 году канадский буровой подрядчик номер один планирует увеличить парк оборудования, выпустив дополнительно 11 гибридных агрегатов.

Быстро реагируют на потребности рынка в новых установках и другие производители.

Компания Ensign Energy Services Inc. завершает начатую в 2005 году программу разработки 10 автомати-

entirely eliminate soot and lead pollutions. Absence of harmful petrol additives helps to maintain a vehicle in a serviceable condition. Moreover methane has higher level of ecological purity than natural gas, oil and coal, and is distinguished by complete combustion.

However, comparing it to natural gas, methane is not found in the free state inside conventional reservoirs. In coal seams it is chemically bound to the molecular structure of coal. This condition provides for unprecedented concentration of methane in comparison with its related hydrocarbon substances. A unit of coal volume can correspond to 10 times greater volume of gas though the mining itself becomes more complex.

Besides very often as a specific feature of coal we can show its low permeability, which also hinders gas migration. Here we can also mention the necessity of water extraction, which usually fills up reservoirs completely and becomes subject to removal at early stages of the mining process.

These factors alongside with other geologic features became critical when deciding upon the necessity of this new technology's application for mining of coal bed methane. During the last year the Apache Corp., which is the largest one of 40 other methane product companies in Canada, drilled more than 80% of coal bed methane wells with the help of coiled tubing technology.

WHO IS WHO IN THE PRODUCERS MARKET?

While ambitious Americans made a worldwide demonstration of their performance records and technical achievements in various aspects of coiled tubing development, the Canadian contractors were occupied with their daily tasks at home — improvement of shallow wells drilling technologies.

As a result they were awarded the title of the best in this sphere, and now they are not only unrivalled in the territory of their homeland, but their services are in demand in the USA as well.

Initially coiled tubing was used in Canada in acid processing and squeeze cementing. Application of more complex technologies has raised the bar and tightened the requirements for the equipment developers. In 2002 the Trailblazer Drilling Corp, a branch of Savanna Energy Services Corp., carried out an analysis of traditional and coiled tubing technologies restrictions, connected with application of the equipment under

severe conditions. As a result a new generation of hybrid drilling rigs was developed and implemented.

Newly designed coiled tubing units enabled fast and cheap switching from coiled tubing drilling to traditional method without wasting essential time and money. By now the company has developed and manufactured 31 hybrid rigs, out of them 29 units belong to the first generation, used for drilling at a depth of 1500 meters with a $2 \frac{7}{8}$ " tubing or at a depth of 1200 meters with $3 \frac{1}{2}$ " tubing and 2 drilling rigs of the second generation for drilling at a depth of 2200 meters with $3 \frac{1}{2}$ " tubing.

The Canadian drilling contractor's immediate plans include increasing the number of active rigs in 2006 and to manufacture an additional 11 hybrid rigs.

Other manufacturers have also responded quickly to the market demand for new rigs.

In the very near future Ensign Energy Services Inc. company will finish a program started in 2005 with the purpose





зированных буровых колтюбинговых установок нового поколения, предназначенных для работы на глубине до 1000 метров.

В рамках программы целевого назначения, позволяющей подрядчику лучше приспособиться к требованиям рынка в ЗКСБ, компанией Precision Drilling созданы 10 уникальных установок. Часть из них уже находится в процессе поставки на склады канадской провинции Альберта, к концу этого или началу следующего года процесс планируется завершить.

of development of 10 automated drilling coiled tubing rigs of new generation intended for operation at a depth of up to 1000 meters.

The Precision Drilling company has already manufactured 10 unique drill rigs within the framework of a special-purpose program, designed to help the contractor to better adapt to the requirements of the market in WCSB. Some of them are now being transported to the warehouses of the Canadian province of Alberta, and this process should be completed by the end of this year or in the beginning of the next one.

Canadian Coiled Tubing Drilling Activity
Колтюбинговое бурение в Канаде

CTD Provider Поставщик услуг	CTD Rigs Установки для КТБ	Wells Drilled Количество пробуренных скважин
Trailblazer	32...42 by YE2006 32...42 к 2006 г.	2700 in '04 2700 в 2004 г.
Precision	10 Big Wheel units 10 установок с барабаном большого диаметра	2641 in '03 2641 в 2003 г.
Technicoil	4...6 soon 4...6 в скором времени	257 in '04 257 в 2003 г.
Ensign	10 planned 10 планируется	?
Nabors	10 planned 10 планируется	?
Xtreme Coil	10 planned 10 планируется	Zero 0

Источник: Анализ рынка. Установки для бурения микроскважин. — 22 марта 2006 г., Schlumberger
Source: Market Analysis.
Microhole Coiled Tubing Drilling Rig (MCTR). — March 22nd, 2006, Schlumberger



БУРЕНИЕ И ГИДРОРАЗРЫВ

Эволюция колтюбинговых технологий в направлении более сложных операций получила отражение при применении в полевых условиях.

На месторождении Невис Trailblazer выполняет работы для Apache. Здесь колтюбинговые агрегаты используются как для бурения, так и для гидроразрыва. На колтюбинговое бурение новой скважины затрачивается около 12–14 часов, что, по мнению специалистов компании, составляет половину от времени бурения обычной вышкой; снижение стоимости оценивают в 15–20 %. Составная труба гибридных установок используется редко, приблизительно в 5 % случаев, и только когда проблему нельзя решить по-другому.

Что касается гидроразрыва, то он происходит с применением азота, так как традиционные среды — вода и углекислый газ — взаимодействуют с метаном, ухудшая добычу. Хорошие результаты дают эксперименты с пескоструйной обработкой угольных пластов при сочетании высокой скорости азота с небольшой концентрацией песка.

Специализация на гидроразрыве — особенность работы компании Technicoil. Здесь популярен его особый вид. Если при обычном подходе проводится операция только для одной зоны в день, то для случая с метаном угольных пластов это слишком медленно. Ведь количество зон таких скважин в отдельных регионах Канады может достигать нескольких десятков. При так называемом сквозном гидроразрыве все операции изоляции и гидроразрыва можно провести по очереди во всех зонах за один раз. И так можно «делать» несколько скважин в день. Неудивительно, что услуги Technicoil получили огромную популярность, и, владея 18 установками для гидроразрыва, компания вышла в лидеры в этом виде сервиса. Вызов монополисту отважилась бросить небольшая компания Iron Horse Coiled Tubing Inc.

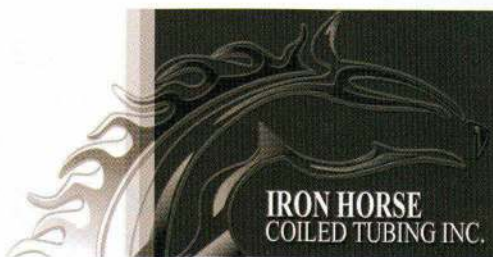
ЖЕЛЕЗНЫЙ КОНЬ ИДЕТ НА СМЕНУ...

Год назад в Данморе, к востоку от Медисин Хэт, появилась новая установка для сквозного гидроразрыва. Так впервые заявила о себе компания Iron Horse Coiled Tubing Inc., основанная Мэтом Брунсом (26 лет) и Бренданом Гамильтоном (27 лет).

Разработчики позаботились о том, чтобы созданная установка соответствовала дорожным ограничениям: частично уменьшили массу благодаря нетрадиционному расположению контрольной панели. Кроме того, поставили прицеп на 24-колесное шасси взамен традиционного 16-колесного. С использованием установки для сквозного гидроразрыва были проведены операции более чем на 140 скважинах южной и центральной Альберты.

Успешный старт позволил говорить о расширении парка оборудования, и скоро на рынке появится еще пять агрегатов, характеристики которых будут различными в зависимости от требований заказчика. Длина трубы на этих установках достигнет 1 800 м при диаметре от $2\frac{7}{8}$ " до $3\frac{1}{2}$ " (на первой установке — 1200 м и $2\frac{7}{8}$ "). Тягач будет оснащен 10-тонным краном, компрессором для продувки и насосом на 15 000 кПа для предусмотренного тестирования противовыбросового оборудования.

По мнению президента компании Криса Брунса, эти установки должны превзойти имеющиеся на рынке аналоги.



THE IRON HORSE SUCCEEDS ...

One year ago in Danmore, to the east of Medicine Hat, a new frac-through rig was designed. This was the first presentation of the Iron Horse Coiled Tubing Inc. company, founded by Matt Bruins (26 years old) and Brendan Hamilton (27 years old).

Developers ensured that the manufactured rig met the road restrictions and partially reduced the weight by means of a non-conventional arrangement of the control board. Besides, they put the trailer on the 24-wheel chassis instead of traditional 16-wheel. This frac-through rig was used at more than 140 wells in the southern and central part of Alberta.

Such a successful start gives us the right to think about expansion of the equipment base and in a short time five more units will be for sale in the market, those units having various characteristics, depending on the customer's requirements. The tubing length on these rigs will reach 1800 m with tubing diameter — from $2\frac{7}{8}$ " up to $3\frac{1}{2}$ " (for the first unit — 1200 m and $2\frac{7}{8}$ "). The tractor will be equipped with the 10-ton crane, on-board compressor for blow-down and the 15000 kPa pump for legislated BOP testing procedures.

The president of the company, Kris Bruins, is sure that these units should surpass the currently available types.



ПРИМЕНЕНИЕ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

ПРИ РАЗРАБОТКЕ СОЛЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Войтенко В.С.,
Смычник А.Д.,
Шемет С.Ф.

Voitenko V.S.,
Smychnik A.D.,
Shemet S.F.

APPLICATION OF COILED TUBING TECHNOLOGIES

FOR DEVELOPMENT OF SALT DEPOSITS



Известно, что в геотехнологии скважина является основной выработкой, вскрывающей залежь полезного ископаемого, подготавливающей её к разработке и служащей для транспортировки буровых жидкостей, рабочих и продуктивных агентов [1]. По своему назначению они подразделяются на добычные, вспомогательные (разведочные, кольматационные, водоотливные, оценочные, контрольные и т.д.) и специальные (бараксные, ликвидационные). Классификация способов вскрытия месторождений полезных ископаемых при скважинной отработке (по В.Ж. Аренсу) представлена в нижеследующей таблице.

It is known that in geotechnology a well is the primary excavation that opens deposits of mineral wealth, preparing it for development and serves for feeding of drilling fluids, working and production agents[1]. According to its purpose they are divided into production, auxiliary (exploration, mud-ding, dewatering, evaluation, control and so on) and special (paddle, abandonment). The classification of ways of field opening of mineral wealth during well development (according to V.Z. Arens) is given in the following table.

Таблица
Table

Классификация способов вскрытия месторождений
The classification of filed opening ways

Способ вскрытия месторождения The ways of opening	Область применения Field of application
1. Отдельной скважиной/By separate well:	
а) вертикальной/vertical,	Скважинная гидродобыча (устойчивые покрывающие породы), подземное растворение солей (мощные залежи)/Well hydraulic production (steady burden), downhole salt resolution (heavy deposits)
б)наклонной, наклонно-горизонтальной/ inclined, inclined-horizontal	Скважинная гидродобыча (неустойчивые покрывающие породы)/Well hydraulic production (non-steady burden)
2. Группой скважин/By many wells:	
а) спаренными/twin	Скважинная гидродобыча (небольшая глубина залегания), подземное растворение солей, добыча тепла земли/Well hydraulic production (shallow depth of occurrence), downhole salt resolution, production of earth heat
б) взаимодействующими (вертикальными, наклонными и вертикальными)/associated (vertical, inclined and vertical)	Подземное выщелачивание металлов, выплавка серы, газификация угля (залежи полезного ископаемого небольшой мощности)/Downhole metal leaching, sulfur smelting, coal gasification (mineral wealth of small thickness)
3. Горной выработкой и скважинами/excavation and wells:	
а) скважинами из подземных выработок/ wells from downhole excavations,	Отработка локальных рудных тел в сочетании с традиционной технологией добычи (подземное выщелачивание металлов, скважинная гидродобыча и т.д.)/Development of local ore bodies combining traditional technology of production (downhole metal leaching, well hydraulic production and so on)
б) скважинами с поверхности и из подземной выработки/ wells from surface and from downhole excavation,	
в) подземными горными выработками/downhole excavation	



Эффективное сооружение скважин и качественное вскрытие продуктивных пластов является основой успеха работы всего геотехнологического предприятия. При традиционных технологиях решение этой проблемы связано с целым рядом трудностей, особенно при бурении наклонных и наклонно-горизонтальных скважин в условиях сложного залегания и малой толщины пласта. Задача упрощается при использовании колтюбинговых агрегатов, которые нарастающими темпами успешно применяются при сооружении и эксплуатации нефтегазовых скважин [2]. Достаточно сказать, что сегодня уже разработано более пятидесяти колтюбинговых технологий для капитального ремонта, интенсификации притоков и исследования скважин и более ста специальных технологий бурения наклонно-горизонтальных стволов, в том числе и на депрессии.

Анализ показывает, что многие из этих технологий могут быть эффективно применены и в горном деле [3], в частности при реализации способов разработки соляных залежей.

Известно, что добыча твердых полезных ископаемых методом выщелачивания является новым, перспективным методом вскрытия соляных залежей и их разработки. Промышленное освоение таких методов добычи твердых полезных ископаемых базируется на технико-экономических, социально-экологических показателях производства. Прогрессивность новых технологий позволяет существенно уменьшить вредное воздействие на окружающую среду по сравнению с традиционными. Так, добыча твердых полезных ископаемых через скважины позволяет значительно уменьшить промышленные отходы, исключить трудоемкие операции по заполнению выработанных пространств, сократить временной фактор по рекультивации земельных участков для последующего рационального использования. Исключаются и такие операции, как транспортирование, дробление и складирование добытых руд, взрывные работы, складирование хвостов после технологической переработки руд.

Известен способ добычи солей подземным выщелачиванием, когда продуктивный пласт соли вскрывают скважиной, в которую устанавливают обсадную, водоподающую и рассолоподъемную колонны. За счет подачи растворителя в водоподающую колонну и подъема образующегося рассола по рассолоподъемной трубе производят размыв подготовительной выработки и отработку пласта в пределах камеры [4].

Недостатком этого способа является его малая эффективность при разработке пластовых залежей полезных ископаемых малой мощности.

Известен способ сбойки скважин при подземном выщелачивании солей, включающий бурение скважин и гидро-разрыв соляной залежи [5].

Его недостатком является то, что сбойка закачных и добычных скважин или камер выщелачивания с помощью даже направленных гидроразрывов приводит к развитию трещиноватости в продуктивных пластах в произвольных направлениях. При этом не исключается возможность образования нежелательной трещиноватости в перекрывающих и подстилающих породах, которые могут стать, с одной стороны, фильтрационными каналами для прорыва грунтовых и пластовых вод в зону отработки, а с другой стороны — миграционными путями ухода рабочих агентов. Эти процессы резко снижают эффективность добычи.

Повышение эффективности отработки калийных пластов малой мощности достигается тем, что в способе добыче солей подземным выщелачиванием, включающим вскрытие продуктивного пласта скважинами, сбойку скважин, формирование камер выщелачивания, подачу растворителя в закачные скважины и извлечение образующегося рассола по откачным скважинам, сбойку скважин и формирование камер выщелачивания осуществляют сетью горизонтальных

Effective well construction and quality opening of producing formations are the fundamentals of successful activity of the whole geotechnological enterprise. Using conventional technologies the solution of this issue is connected with a number of obstacles, especially drilling inclined and inclined-horizontal wells under conditions of difficult deposition and small layer thickness. The task gets easier when using coiled tubing units, which have been implemented with increasing tempo for oil and gas well construction and operation [2]. Suffice it to say that today there have already been developed over 50 technologies for well workover, inflow stimulation and logging and over 100 of special technologies of drilling of inclined-horizontal bores, as well as underbalanced drilling.

The analysis shows that many of the technologies could be efficiently implemented in mining, particularly in development of salt deposits.

It is known that production of mineral wealth by leaching is a new promising approach of opening of salt deposits and their development. The industrial use of such production techniques is based on technical-economical, social-economical industrial activities. The progressive nature of new technologies allows significant reduction of the harmful impact on environment comparing to conventional approaches. So, the production of mineral wealth with wells allows significantly reduce factory waste, exclude labor-extensive operations aimed at filling of mined-out space, reduce time for land restoration for further efficient use. Also are excluded such activities as: transporting, grinding and storing of excavated ore, blasting operations, storing of tails after technological ore processing.

It is known a way to produce salts with downhole leaching, when producing salt formation is opened with a well, with installed casing, water feeding and brine lifting string. Because of solvent feeding to water-feeding string and lift of generated brine through brine lifting pipe there results flushing of preparation output and layer development within the limits of its chamber [4].

The disadvantage of the approach is its low efficiency while developing seam mineral wealth of small thickness.

There is a way of well linkage when leaching salts that includes well drilling and fracturing of salt deposits [5].

The disadvantage of the way is that linkage of the injection and production wells or leaching chambers with the help of even directed fractures leads to development of fissuring in production layers in arbitrary direction. At the same time there is still a chance for formation of undesirable fractures in covering and underlying rocks, that, on the one hand could be filtering bore for inrush of underground and stratal water into the treatment area, and from the other hand — migratory way for lost circulation of working agents. These processes sharply decline production efficiency.

The efficiency increase of thin potassium layers development is achieved when salt is produced with downhole leaching, that includes formation exposing with wells, well joining, creation of leaching chambers, solvent feeding to injection wells and production of brine through evacuation wells, the well joining and creation of leaching chambers is created with a number of horizontal bores, by means of drilling of these bores, using coiled tubing units and coiled tubing.

Fig. 1 shows a diagram of location of producing and injection wells when developing thin salts deposits with leaching, fig. 2 — aspect A-A of fig. 1.

The development of thin layers of potassium salts is as follows.

Thin potassium layers are opened with a number of injection wells 2 and producing 3 wells. The joining of injection and producing 3 wells, as well as creation of lying leaching chambers 4 among the wells inside potassium layers with the purpose to

стволов путем их бурения с использованием колтюбинговых установок и гибкой цельнотянутой трубы.

На рис. 1 изображена схема расположения добычных и закачных скважин при разработке соляных залежей малой мощности методом выщелачивания, на рис. 2 — разрез А-А на рис. 1.

Способ разработки пластов калийных солей малой мощности заключается в следующем.

Калийные пласты 1 малой мощности вскрывают сетью закачных 2 и добычных (откачных) 3 скважин. Сбойку закачных 2 и добычных 3 скважин, а также формирование «лежащих» камер выщелачивания 4 между скважинами в калийных пластах 1 малой мощности с целью исключения возможности развития фильтрационных каналов в нежелательном направлении, в частности в подстилающих 8 и перекрывающих 9 породах, осуществляют с помощью проходки горизонтальных стволов 5 в соляных пластах путем их бурения с использованием колтюбинговых установок 6 и гибкой безмуфтовой цельнотянутой трубы 7. Полученный в камерах выщелачивания рассол откачивают из добычных скважин 3 и подают на переработку.

Таким образом, предлагаемый способ позволяет повысить эффективность разработки пластов соляных залежей подземным выщелачиванием за счет:

- обеспечения надежной сбойки закачных и откачных скважин;
- исключения возможности развития фильтрационных каналов в нежелательных направлениях, и в частности в подстилающих и перекрывающих породах.

При столбовой системе разработки соляных пластов подготовку столба ведут [6] путем проходки по обеим сторонам длинного забоя (лавы) группы горных выработок, в том числе транспортного, вентиляционного и конвейерного штреков, а также разгружающих и вспомогательных выработок.

После подготовки таким образом столба к выемке извлекают соляной пласт длинным забоем на полную

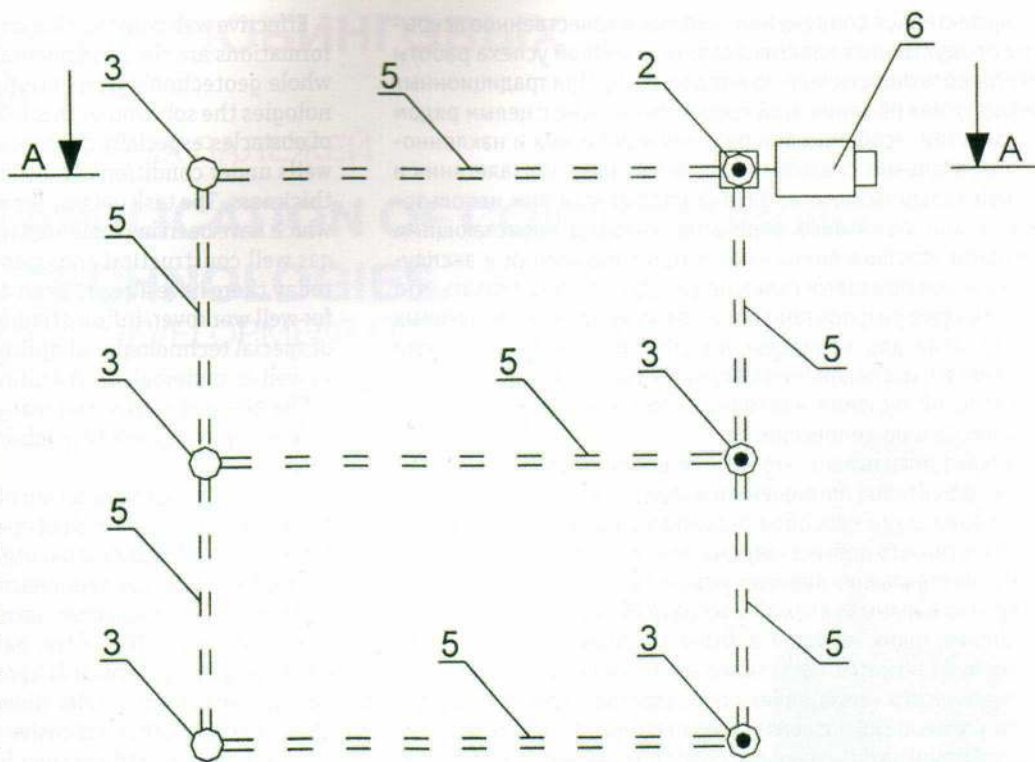


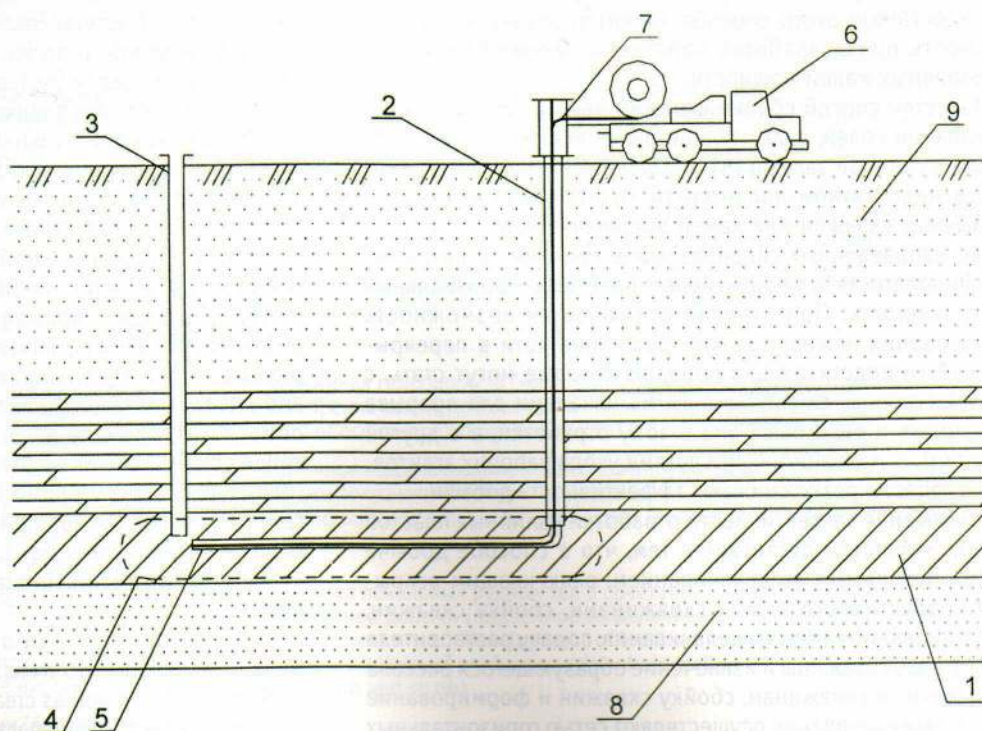
Рис. 1. Способ разработки пластов соляных залежей малой мощности подземным выщелачиванием.

Fig. 1 development of thin salt deposits with downhole leaching

exclude an opportunity for development of filtration bores in undesirable direction, in particular in covering 8 and underlying 9 rocks, is effected with a help of drilling of horizontal bores in salt formation 5 with coiled tubing units 6 and coiled tubing 7. The brine that appears inside leaching chambers is pumped out of production wells 3 and fed to processing.

Рис. 2. Разрез по линии А-А

Fig. 2. Aspect by A-A





мощность (один или несколько слоев полезного ископаемого).

В качестве прототипа выбран способ выемки калийных пластов столбовой системой разработки, получивший широкое распространение на Старобинском месторождении калийных солей [7].

При проведении очистных работ возникают проблемы, связанные с наличием опасных газодинамических явлений (ГДЯ), например, в зонах локальных геологических нарушений типа «мульд погружения», характеризующихся в ряде случаев очень большой мощностью (более 1000 т/с) и обладающих эффектом «неожиданности» проявления во времени и пространстве. Мероприятия по безопасной отработке калийной залежи, применяемые на РУП «ПО «Беларуськалий», базируются на принципе инициирования ГДЯ с помощью буровзрывных работ, что приводит к остановке очистных работ и простоя дорогостоящего оборудования. Взрывы в очистном забое осуществляют дистанционно и при этом разрушают часть гидравлических и электротехнических элементов очистного оборудования.

Известны также способы борьбы с газодинамическими выбросами с помощью бурения шпуров и разрыва водными растворами опасных зон. Как правило, бурением обычным способом вскрыть нарушения (мульды) в труднодоступных местах практически невозможно. Кроме того, при разработке легкорастворимых соляных месторождений в выработках отсутствует трубопровод для транспортировки воды. Поэтому такие способы борьбы с опасными геологическими нарушениями в соляных пластах при их разработке не применяются.

Таким образом, недостатком указанных способов выемки полезных ископаемых является:

- снижение скорости и эффективности выемки сильвинитовой залежи при наличии в лаве геологических нарушений типа «мульд погружения»;
- малая эффективность предотвращения ГДЯ с помощью бурения шпуров обычными методами и способами при наличии «мульд погружения» в труднодоступных местах;
- существующая опасность выброса соли и газа даже на последних этапах прохождения мульды лавой при выполнении комплекса мероприятий по её инициации.

Задачей изобретения является повышение безопасности и эффективности выемки калийной залежи подземным способом.

Для решения поставленной задачи в способе выемки соляных пластов, включающем выемку пластов соляной залежи столбовой системой разработки с извлечением полезного ископаемого длинными очистными забоями, обнаружение локальных геологических нарушений типа «мульд погружения» и их инициирование, наличие нарушений и их местоположение определяют геофизическими методами перед началом очистных работ, иницируют нарушения водными растворами через скважины, пробуренные колтюбинговыми установками гибкой цельнотянутой трубой со специальными насадками (рис. 3), полученный раствор при этом утилизируют.

Выемку пластов соляных залежей по предлагаемому способу осуществляют следующим образом.

Подготовку столба ведут так. В первую очередь проходят панельный конвейерный штрек 1, затем конвейерный 2 и вентиляционный 3 штреки лавы. При этом для проведения вентиляционного штрека 3 нарезают вспомогательные выработки 6, которые используют в дальнейшем для проходки разгружающего 5 и транспортного 4 штреков лавы. В период монтажа очистного оборудования в очистном забое 7 из вспомогательных выработок 6 геофизическими методами определяют наличие и местоположение локальных геологических нарушений типа «мульд погружения» 8.

Thus, the proposed way allows increasing efficiency of development of salt deposits with downhole leaching:

- a reliable joining of injection and production wells is provided,
- there is no opportunity for generation of filtration bores in undesirable directions, in particular in covering and underlying rocks.

Using column way (system) of development of salt deposits, the preparation of column [6] is effected with drilling both sides of the long bottom of the group of excavation, as well as transport, ventilating and belt heading, as well as downloading and auxiliary entries.

After column preparation in such a way, they extract the salt formation with long bottom production in full (one or several layers of mineral wealth).

As a prototype they have chosen the way of extraction of potassium layers with column way of production that have widely been implemented by Strabinsky field [7].

During cleaning jobs there arise problems connected with the presence of dangerous gas-dynamic effects, for example in zones of local geological abnormality, for example "running in trough", that is characterized in a number of cases with large deposits (over 1000t/s) and featuring the effect of sudden demonstration in time and space. The activities aimed at safe production of potassium salt applied by Belaruskalyi are relying on gas-dynamic effects initialization with drilling and blasting, that leads to stopping of cleaning activities and expensive equipment. Explosions in production face are effected distantly, and with this they destroy a part of hydraulic and electrotechnical elements of cleaning equipment.

There are also known approaches against gas dynamic outbursts with blast-hole drilling and flushing dangerous sections with water solutions. As a rule, it is almost impossible to open abnormalities (trough) in hard-to-reach areas with conventional drilling. That is why such ways of treatment of dangerous geological abnormalities in salt deposits during its development are not used.

Thus, the disadvantages of the mentioned ways of production of mineral wealth are:

- reduction of speed and efficiency of extraction of sylvinitic deposits provided the lava has geological abnormalities, like "running in trough";
- low efficiency of dangerous gas-dynamic effect prevention with blast-hole drilling with conventional approaches and ways, if the "running in trough" is located in hard-to-reach areas;
- existing danger of salt and gas outburst even on later stages of passing through with lava after accomplishing measures aimed at its initialization.

The goal of the inventor is to increase safety and efficiency of downhole potassium salt production.

In order to solve the task aimed at way of extraction of salt layers, that includes extraction of layers of salt deposits with column way of development with production of mineral wealth with long production faces, exploration of local geological abnormalities, type "running in trough" and its initializing, the presence of abnormalities and its location is detected with geophysical approaches before beginning of the activity, initiate the abnormalities with water solutions through wells, that are drilled with coiled tubing units with special nozzles (fig.3), the solution, obtained as a result of it has been recovered.

The production of salt deposits in accordance with the proposed way is effected as follows:

The preparation of the column is as follows:

In the first turn they pass panel belt heading 1, than conveyer 2 and ventilating 3 bords for lava. At that, for the purpose of

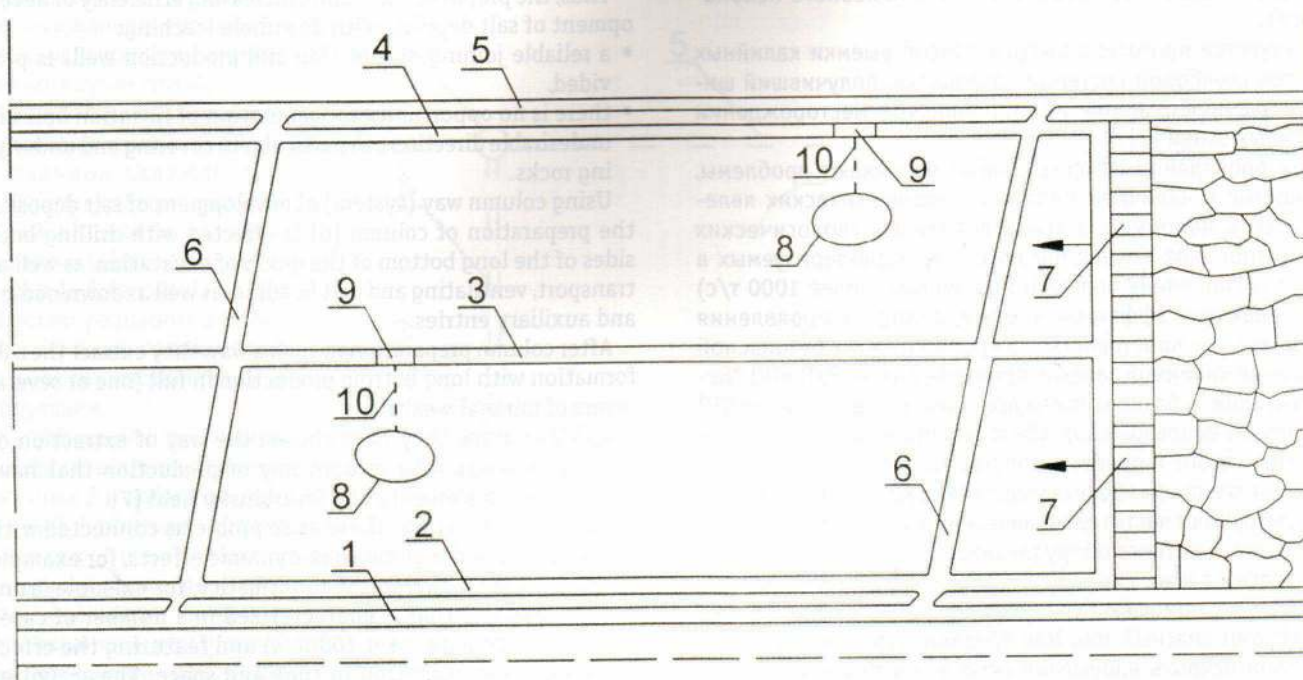


Рис. 3. Схема разработки соляных пластов с применением колтюбинговых технологий
Fig. 3. The way of development of salt deposits with coiled tubing equipment.

При обнаружении таких нарушений из подготовительных выработок 6 с помощью колтюбинговой установки 9 и гибкой цельнотянутой трубы со специальными насадками 10, которые позволяют осуществлять бурение под любым углом и вскрывать муллы 8 в самых труднодоступных местах, водным раствором равномерно и полностью растворяют обнаруженные нарушения. Полученный при этом раствор утилизируют.

Весь объем работ по обнаружению и растворению выполняют до начала очистных работ, поэтому очистные работы при переходе таких нарушений ведут в обычном технологическом режиме, без остановки или приостановки работ.

Таким образом, предлагаемый способ позволяет эффективно и безопасно осуществлять выемку соляных пластов.

Литература

1. Аренс, В.Ж. Физико-химическая геотехнология / В.И. Аренс. – М.: Изд-во Московского государственного горного университета, 2001. – 656 с.
2. Вайншток, С.М. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб / С.М. Вайншток и [др.]. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 224 с.
3. Богатов, Б.А. Новый этап освоения полезных ископаемых в Беларуси / Б.А. Богатов, В.С. Войтенко, Е.М. Шелков // Информационно-аналитический журнал «Время колтюбинга». – 2005. – № 3(013). – С. 32–34.
4. А.с. СССР № 1305314 АИ, МКл4 Е21 В43/28, В65 G 5/00.
5. А.с. СССР № 1046485 А, МКл4 Е21 В43/28, В65 G 5/00.
6. Нормативные и методические документы по ведению горных работ на Старобинском месторождении калийных солей. – Солигорск-Минск: Белгорхимпром, ПО «Беларусь-калий», 1995.
7. Ковалев, О.В. Особенности безопасной разработки калийных месторождений / О.В. Ковалев, Л.В. Ливенский. – Мн.: «Полымя», 1982. – С. 9, 75.

conducting ventilating bord 3 they cut auxiliary excavations 6, that are later used for passing of unloading 5 and loading 4 bords of lava. During mounting stage of cleaning equipment in cleaning bottom 7 from auxiliary excavations i with geophysical means they detect presence and location of local geological abnormalities like "running in trough" 8. Should such abnormalities be detected from preparation excavations 6 with coiled tubing unit 9 and coiled tubing with special nozzles 10, that allow drilling at any angle and open thoughts 8 in any hard-to-reach sections, they uniformly and completely dissolve the detected abnormalities with water solution.

The entire scope of work aimed at detection and dissolution of "running in trough" has been effected before beginning of cleaning activities, that is why cleaning activities when passing such abnormalities are conducted in normal technological mode, without stopping or interruption of the activity.

So, the suggested way allows effect safe and efficient production of salt layers.

Literature

1. Arens, V.Z. Physics-chemical geotechnology / V.I.Arens – M, Moscow state mining university, 2001 – 656 pages
2. Vainstock, S.M. Downhole servicing and drilling wells with coiled tubing / S.M.Vainstock and others, M, Ackademy of mining science, 1999, 224 pages
3. Bogatov, B.A. New stage of development of mineral wealth in Belarus / B.a.Bogatov, V.S.Voitenko, E.M.Shelkov / Coiled Tubing Times – 2005 - # 3(013), pages 32-34.
4. Certificate of authorship USSR # 1305314 AI, МКл4 Е21 В43/28, В65 G 5/00.
5. Certificate of authorship USSR # 1046485 A, МКл4 Е21 В43/28, В65 G 5/00.
6. Normative and methodological documents for mining on Starobinsky field of (?) salt – Soligorsk-Minsk, Belgorchim-prom, Belaruskaliy, 1995
7. Kovalev, L.V.Livenskiy, Mn, Polyma, 1982, page 9, 75.

АННОТАЦИИ СТАТЕЙ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА КОНФЕРЕНЦИИ ПО КОЛТЮБИНГУ, ОРИГИНИРОВАННОЙ SPE/ICOTA 4-5 АПРЕЛЯ 2006 Г. (ХЬЮСТОН, ТЕХАС)

THE ABSTRACTS OF THE PAPERS, PRESENTED AT THE 2005 SPE/ICOTA COILED TUBING CONFERENCE, 4-5 APRIL 2006 HOUSTON, TEXAS

SPE/IADC 92024

ФРЕЗЕРОВКА ЗАПОРНОГО КЛАПАНА ПРИ ПОМОЩИ КАБЕЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ

С. Крюгер, SPE, Welltec, и Тсалемсмайнд, SPE, и С. Мирмел, Hydro

Появился новый революционный метод, который позволяет осуществлять бурение с использованием электрического кабеля в сочетании с проверенной технологией скважинного трактора.

С развитием технологии скважинного трактора и завоеванием ею всеобщего доверия в течение нескольких последних лет, началось использование экономически эффективного метода фрезеровки специального скважинного оборудования (т.е. клапанов, пробок и т.д.) в качестве альтернативы существующим методам. Эта технология является особенно востребованной на морском оборудовании, где существуют жесткие ограничения в логистике. Статья описывает выполнение реальных операций и процесс развития этой технологии.

Самой первой операцией, использующей фрезерование засоренного ствола при помощи электрического кабеля, была операция, выполненная в 2003 году на нефтяной платформе в Северном море. Однодисковый стопорный клапан застрял в закрытом положении, и требовалось немедленно вывести нефтяную скважину на рабочий режим добычи. В ходе испытаний, предшествующих реальному проведению работ, сама концепция операции проверялась на суше с предполагаемым временем бурения в 35 минут для бурения 80-мм (3.15 дюйма) ствола через «супер-хромированный» клапан толщиной 2 см (0.79 дюйма). Общее рабочее время на весь процесс фрезерования в скважине составило 11,5 часов с момента начала монтажа оборудования и до его демонтажа, хотя сам процесс фрезерования занимал лишь 7 минут. В ходе работ весь выфрезерованный материал был поднят на поверхность, и трудности с контролируемой потерей скорости добычи и поднятием выфрезерованного диска были решены.

При развитии кабельного бурения использовалась функциональность скважинного трактора для обеспечения веса на долоте и управления реактивным крутящим моментом. Вопрос с ограниченной общей мощностью был решен разработкой специальных долот для специальных работ, основанных на принципе «хирургического» вмешательства. Дополнительным преимуществом являлось то, что риск застревания из-за заклинивания КНБК в объекте или в стружке был практически сведен к нулю путем точного позиционирования.

SPE/IADC 92024

MILLING OF ISOLATION VALVE WITH WIRELINE-CONVEYED TECHNOLOGY

C. Krüger, SPE, Welltec, and T.Sælemsminde, SPE, and S. Myrmel, Hydro

A revolutionary drilling technique has emerged allowing drilling with electric wireline utilising metal machining technology in combination with field proven Well Tractor technology.

As the Well Tractor technology evolved and confidence was gained during the past several years, the application of a cost efficient method for milling of specific down-hole hardware (i.e. valves, plugs etc.) as an alternative to existing methods has emerged. The technology is specifically needed on offshore installations where the logistical limitations are high. The article will describe the actual operation and the process of developing the technology.

The first ever operation involving the milling of a blocked borehole on wireline was conducted in late 2003 in an oil producer on a North Sea platform. A single plate isolation valve was stuck in closed position and it was imperative to get the oil producing well on-stream at short notice. During the tests leading up to the actual operation, the concept had been tested onshore in a test-loop with an estimated drilling time of 35 minutes to drill an 80 mm (3.15") hole through a 2 cm (0.79") thick "super chrome" single flapper. The total operational time in the well for the entire milling operation was 11.5 hours from rig-up to rig down while the milling itself only took 7 minutes. During this operation all milled material was retrieved and the challenges of controlling stalling and actual control of the retrieval of the milled out plate were met.

The development of wireline drilling used the Well Tractor features to achieve Weight On Bit and reactive torque control, while the limited total power available was addressed by designing specific bits for specific applications based on an approach of "surgical" intervention. The added advantage is that the risk of getting stuck by wedging the BHA in the object or in cuttings has been virtually eliminated by targeting a well defined area within the object itself.

IADC/SPE 98044

УСПЕШНОЕ АВАРИЙНОЕ СПАСЕНИЕ ПРОСЕВШЕЙ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ ИННОВАЦИОННЫМ СПОСОБОМ ПРИ ПОМОЩИ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЫ

Mahajan, SPE, BJ Services Indonesia; H.M. Аль-Амаими, SPE, Brunei Shell Petroleum; и Л.Н. Портман и А.Р. Терри, SPE, BJ Services

36 дюймовый кондуктор был установлен на глубине 40 метров на море в Брунее. Подъемная установка использовалась для бурения двух скважин посредством одного кондуктора. Первая скважина (Скважина-А) была успешно завершена при помощи «интеллектуального» заканчивания в 7-ми дюймовой обсадной колонне-хвостовике. Вторая скважина (Скважина-Б) находилась в процессе строительства. На обе скважины было уже потрачено много миллионов долларов. И в этот момент 36 дюймовый кондуктор опустился на 15 дюймов. Такая просадка кондуктора была достаточной для того, что бы стать причиной провала строительства скважины (13-3/8 дюймовая обсадная колонна была повреждена и буровая колонна была потеряна в стволе), и сильного продольного изгиба уже законченной скважины. Это событие поставило результат всей работы под угрозу срыва. Обе обсадные колонны диаметром 13 3/8 дюйма были зацементированы в 36 дюймовом кондукторе. Оператор отчаянно искал возможности сохранить хотя бы первую скважину с предполагаемым уровнем добычи 5000 баррелей в сутки.

Статья описывает процесс поиска решения, разработку и само выполнение операции, а также методы, используемые для спасения скважины. Цементное соединение между обсадной колонной и кондуктором было удалено при помощи колтубинговой трубы, скважинной камеры и гидравлического домкрата. Статья включает также информацию, полученную в ходе такой необычной операции, с помощью которой скважина была успешно выведена на уровень добычи в 5000 баррелей в день.

SPE 99360

НАДУВНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ ПОДВОДНЫХ ОПЕРАЦИЙ, СПУСКАЕМЫЕ ЧЕРЕЗ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ

Г.М. Келби, SPE, и Г. Макензи, SPE, Baker Oil Tools

Количество подводных скважин увеличивается, увеличивается и потребность в дешевых операциях через НКТ на уже действующих скважинах. Ежедневно на подводных скважинах выполняются операции через НКТ с применением большого количества судов, от однокорпусных кораблей или малых полупогружных судов, до больших буровых операций, выполняемых при помощи плавучих буровых установок. Очень часто при выполнении упомянутого типа восстановительных или ликвидационных операций на подводных скважинах условия могут оказаться крайне сложными как для оператора, так и для поставщика услуг. Большое количество старых подводных скважин попали к эксплуатирующим их компаниям путем большого количества сделок купли-продажи, в результате чего иногда в наличии имеется далеко не вся необходимая документация о скважинах. Часто реальные условия и геометрия ствола скважины могут быть неопределенными вплоть до момента начала проведения на них ремонтных операций. Однако судно для проведения работ в любом случае уже находится на месторождении, и оператор вынужден платить за каждый день простоя. В настоящем

IADC/SPE 98044

SUCCESSFUL RESCUE OF A SUNKEN OIL WELL WITH INNOVATIVE COILED- TUBING SOLUTION. MAHAJAN, SPE, BJ SERVICES INDONESIA;

N.M. Al-Araimi, SPE, Brunei Shell Petroleum; and L.N. Portman and A.R. Terry, SPE, BJ Services

A 36" conductor had been set in 40m of water, offshore Brunei. A jack-up rig was being used to drill two wells through this single conductor. The first well (Well-A) was completed successfully with a smart completion in a 7" liner. The second well (Well-B) was under construction. Multiple millions of dollars had been spent on these two wells. It is at this point that the 36" conductor sank by 15 inches. This slumping of the conductor was enough to cause a failure of the well under construction (13-3/8" casing failed and the Drill string was lost in hole) and severe buckling in the already completed well. This event had potentially rendered the entire operation as nonproductive. Both 13 3/8" casings were cemented into the 36" conductor. The operator was desperately looking for any ideas to save the first well, which was expected to produce some 5000 BOPD.

This paper describes the thought processes, engineering and the job execution techniques involved with the rescue of this well. The cement bond between the casing and the conductor was removed and the casing was successfully re-tensioned. Several innovative techniques were utilized, using coiled tubing, a down hole camera and hydraulic jacks. This paper is intended to share the knowledge gained during this unusual intervention, which successfully brought the well on stream with initial gains of 5,000 BOPD.

SPE 99360

THROUGH-TUBING INFLATABLE INTERVENTION TOOLS AND TECHNIQUES IN A SUBSEA WELL ENVIRONMENT

G.M. Kelbie, SPE, and G. Mackenzie, SPE, Baker Oil Tools

With the number of subsea wells increasing so has the requirement to be able to provide lower cost through tubing live well intervention solutions to a number of well servicing problems. Through-tubing operations on subsea wells are routinely being conducted from a variety of vessels such as monohull or smaller semi-submersible vessels through to larger drilling based rig operations. Many times when performing said remedial or abandonment work on subsea wells the conditions can prove to be extremely challenging to both operator and service provider. Many of the older subsea wells have come to the operating company via a variety of mergers and/or acquisitions and may prove to have a limited history. Often the actual conditions and geometry of the wellbore can be unclear until the subsea well is actually reentered. However, at this point, the intervention vessel is already on station and incurring daily costs to the operator. In this paper we are going to disseminate several case histories, highlighting the technical and economical advantages that have been achieved in subsea well inter-

документе рассказывается о нескольких операциях, которые были выполнены на подводных скважинах с использованием надувных инструментов, спускаемых через НКТ. Не говоря уже о более известной характерной особенности применения – спуске в скважину либо на электрическом кабеле, либо на колтюбинговой трубе для проведения работ на действующей скважине, зачастую наиболее недооцененным преимуществом надувного уплотнительного инструмента является возможность установки его в широком диапазоне диаметров и условий среды. Эта характеристика инструмента дает оператору возможность отрабатывать многочисленные сценарии в зависимости от того, с какой ситуацией он может столкнуться. Такой подход к работе значительно снижает количество необходимых на борту инструментов для выполнения многочисленных операций, сводя к минимуму возникающие в этой связи проблемы логистики, хранения и затрат. Один из случаев описывает, как планируемая работа на скважине еще до установки моста для устранения течи закончилась использованием надувного инструмента, установленного в подводной фонтанной арматуре, так как труба была повреждена при спуске в скважину.

SPE 99415

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЫСОКОЧАСТОТНОЙ ВИБРАЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ЛОВИЛЬНЫХ ОПЕРАЦИЙ И ОПЕРАЦИЙ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА В НКТ

Л.С. Джоуп, Г. Макензи, и М. Макгарк, SPE, Baker Oil Tools

При проведении ловильных операций, выполняемых посредством колтюбинговой трубы, традиционная технология использования яса часто создает ограничения из-за постоянных циклов спускоподъемных операций трубы через направляющую для активации и взведения яса. Известно, что повторяющиеся циклы ведут к усталости трубы и сокращению срока ее службы. Кроме того, низкочастотные, сильные удары яса в некоторых случаях могут привести к тому, что возвращаемый объект может быть вбит еще сильнее.

Оказалось, что вибрация и инструменты частого ударного действия имеют функциональное преимущество и большую экономическую эффективность по сравнению с гидравлическими ясами, функционирующими с запозданием, в самых различных ловильных и операциях капитального ремонта, особенно в скважинах горизонтальных и с удаленным доступом.

В противоположность ясам, ударные системы вибрационного типа способны оказывать достаточные ударные усилия на вылавливаемый инструмент с ограниченным устанавливаемым весом или избыточным тяговым усилием, что делает их особенно пригодными для использования в рамках колтюбинговых операций. Системы с гидравлическим приводом сконфигурированы для обеспечения ударов, направленных вниз при сжатии, и ударов, направленных вверх при растяжении. Удары, направленные вверх, и удары, направленные вниз, обеспечиваются без циклического движения трубы между ударами, таким образом, снижается усталость трубы. К тому же, когда вылавливаемый инструмент застревает в песке либо шламе, временное превращение частиц песка в жидкость или суспензию серий легких частых ударов придает операции по высвобождению вылавливаемого инструмента высокую вероятность успешного завершения.

Документ описывает преимущества скважинной высокочастотной вибрационной технологии с точки зрения использования ее с применением колтюбинговой трубы, описывает разработку и результаты лабораторных испытаний нового, модульного вибрационно-ударного инструмента, обладающего меньшими габаритами при большем ударном воздействии, благодаря чему увеличивается диапазон его работ в ряде колтюбинговых и других операциях

utilizing through-tubing inflatable intervention tools. Apart from the more recognizable feature of being able to be conveyed into the well on either electric wireline or coiled tubing allowing for live well intervention, the often less perceived advantage of the inflatable type packing element is in its ability to be able to be set in a broad range of both diameters and conditions. Having this ability allows for the operator to have on board the vessel the opportunity to cover many different types of scenarios that may be encountered. This philosophy can markedly reduce the amount of tools required on board to cover a multitude of operations minimizing logistical, storage and cost concerns. One of the presented case histories will highlight how a planned operation prior to load out to plug the completion tubular in order to repair a leaking flowline ended up with the same mobilized tool providing a barrier while being set in the actual subsea tree due to the tubing being found to be parted on entering the well.

SPE 99415

USING HIGH-FREQUENCY DOWNHOLE VIBRATION TECHNOLOGY TO ENHANCE THROUGH-TUBING FISHING AND WORKOVER OPERATIONS

L.C. Joppe, G. Mackenzie, and M. McGurk, SPE, Baker Oil Tools

In coiled tubing conveyed through-tubing fishing operations, conventional jarring technology often creates limitations due to the requirement to repeatedly cycle the coiled tubing over the gooseneck in order to actuate and re-cock the jar. It is well known and documented in our industry that this repeated cycling leads to pipe fatigue and coiled tubing life reduction. Additionally, the low frequency, high-impact of the jarring assembly, may in some cases cause the fish to become wedged tighter.

Vibratory and high frequency impact tools have been found to provide operational and economic benefits over hydraulic, time delayed jarring tools in a variety of through tubing fishing and workover applications, particularly in horizontal and extended-reach wells.

As opposed to jars, vibratory type impact systems are capable of delivering significant impact forces at the fish with only limited set-down weight or over pull available making them particularly well suited to the constraints of coiled tubing operations. These hydraulically powered systems are configured to deliver downward impacts in compression and upward impacts in tension. Both downward and upward impacts are achieved without the necessity to cycle the coiled tubing between impacts, therefore significantly reducing low cycle pipe fatigue. Additionally, when a fish is stuck in sand or debris, temporarily suspending or liquefying sand particles by lighter high frequency blows as delivered by an impact tool while over pull is applied offers a higher degree of success in freeing the fish.

This paper will outline the uses and advantages of downhole high-frequency vibration technology from a coiled tubing perspective and also describe the development and laboratory testing results of a new, modular vibratory impact tool offering a significantly reduced operating length yet delivering greater impact thus increasing the operating envelope for such tools adding demonstrable value to a variety of coiled tubing fishing and workover operations.

капитального ремонта

SPE 99557

СТОЙКОСТЬ К РАСТРЕСКИВАНИЮ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ НАПРЯЖЕНИЙ В СУЛЬФИДСОДЕРЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТРУБ QT-900 И QT-1000

T.X. Маккой и Ж. Томас, Halliburton

Были проведены лабораторные тесты образцов колтюбинговых труб QT-900 и QT-1000 на стойкость к растрескиванию под действием напряжений в сульфидсодержащей среде, с целью определения допустимых границ работы этих труб в кислотных условиях. Допустимые границы работ в кислотных условиях pH-PH2S трубы QT-900 описывались в документе SPE 93786. Настоящий документ представляет дополнительную информацию, полученную в ходе дальнейших уточняющих испытаний QT-900 с помощью и без помощи химического ингибитора. Кроме того, лабораторные тесты на стойкость к растрескиванию под действием напряжений в сульфидсодержащей среде проводились с трубой QT-1000. Тесты проводились тем же образом, что и с QT-900, используя окисленный водяной раствор с H_2S под давлением от 0,00345 до 100 атм. и pH от 3,5 до 6,5 с использованием ингибитора и без него. Тестовые образцы брались у исходного металла из мест расположения косых сварных швов. Полученные результаты применялись для построения зон использования на диаграмме pH-PH₂S.

SPE 99596

МОДЕЛЬ ГИДРАВЛИКИ ДОЛОТА ДЛЯ ГАЗИФИЦИРУЕМЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Х.А. Доган, SPE, и И.Х. Гакаенер, SPE, Turkish Petroleum Corp.,
и М.Е. Ожбайоглы, SPE, Middle East Technical U.

Определение перепада давления на долоте является одной из главных проблем при определении соответствующей гидравлической модели. Об определении перепада давления на долоте для однофазных буровых растворов известно немного, и еще меньше — для газифицированных растворов. Целью настоящего исследования было заполнение этого пробела в научной литературе, так как все известные данные или справедливы для высокоинтенсивных газовых потоков, или же разработаны с большой степенью допущений. Предлагаемая теория, которая действительно как для звукового, так и для дозвукового режимов, основывается на решении главного уравнения энергии для сжимаемого потока жидкости. В отличие от существующих моделей, описанных в литературе, предлагаемая модель принимает в расчет изменения в кинетической модели и коэффициенты сжимаемости, а также внутренние условия энергии. Более того, данная модель использует подход «перемешивания скорости звука» для определения звукового барьера раствора. Основанная на предлагаемой модели компьютерная программа разработана для расчета перепада давления через сопло в дозвуковую область потока. Эффективность предлагаемой модели тестируется путем сравнения ее результатов с существующими расчетами, используя реальные данные с месторождения. Результаты показывают, что между результатами предлагаемой и существующими моделями существует разница в 9%.

SPE 99557

SSC RESISTANCE OF QT-900 AND QT-1000 COILED TUBING

T.H. McCoy and J. Thomas, Halliburton

Laboratory sulfide stress cracking (SSC) tests were performed on specimens taken from QT-900 and QT-1000 coiled tubing (CT) test strings in an attempt to define zones of acceptable sour service. Acceptable pH-PH₂S zones of service for QT-900 CT were proposed in SPE 93786.1 This paper presents additional QT-900 CT test data to further refine acceptable zones of service, with and without use of a chemical inhibitor. In addition, SSC testing was undertaken on QT-1000 CT. The SSC tests on QT-1000 CT were performed in manner similar to that conducted on QT-900 CT, using acidified aqueous solutions with H_2S partial pressures ranging from 0.00345 to 100 bars and pH from 3.5 to 6.5, with and without inhibitor. Both as-milled and pressure-cycled tubing was tested. Test specimens were taken from parent metal and bias weld locations. The test data was used to construct acceptable zones of service on a pH-PH₂S diagram.

SPE 99596

A COMPREHENSIVE BIT HYDRAULICS MODEL FOR GASIFIED DRILLING FLUIDS

H.A. Dogan, SPE, and I.H. Gucuyener, SPE, Turkish Petroleum Corp., and M.E. Ozbayoglu, SPE, Middle East Technical U.

Determination of pressure drop at the bit is one of the major concerns for establishing proper hydraulic design. Little has been known about pressure drop estimation at the bit for single phase muds, and even less is known about gasified fluids. The aim of this study is to fulfill this gap in the literature. Although there are numerous studies on this subject available in the literature, they are either valid for high gas flow rates or developed using very strong assumptions. The proposed theory, which is valid for both sonic (critical) and subsonic (sub-critical) regimes, is based on the solution of the general energy equation for compressible fluid flow. Unlike the existing models in the literature, the proposed model takes the change in kinetic energy, compressibility factor, and internal energy terms into consideration. Moreover, the model uses "a mixture sound velocity" approach for determination of the sonic boundary of the fluid. Based on the proposed model, a computer program is developed for calculating the pressure drop through a nozzle at subsonic flow region. The performance of the proposed model is tested by comparing the model results with existing models estimations using realistic field data. It is observed that, as much as 9% difference occurs between the results of the proposed and existing models.

SPE 99651

РАССЛЕДОВАНИЕ И ОЦЕНКА ПЕННОЙ ВИСКОЭЛАСТИЧНОЙ ПОВЕРХНОСТНО- АКТИВНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ИЗБИРАТЕЛЬНОЙ ЗАКУПОРКИ, ИСПОЛЪЗУЕМОЙ В ХОДЕ КОЛТЮБИНГОВОЙ МАТРИЧНОЙ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

**Х.А. Наср-Эль-Дин, SPE, Saudi Aramco, и Ж.Б. Чессон, SPE,
К.Е. Кавизель, SE, и С.С. Де Вайн, SPE, BJ Services Co.**

При проектировании кислотной обработки инженер часто встречается с вопросом: какой метод избирательной закупорки будет самым эффективным, минимально повреждающим пласт? Ранние работы о методах оценки уже были опубликованы, и теория избирательной закупорки выглядит справедливой, но после проведения работ и оптимизации обработки детальный анализ часто забывается, особенно когда уровень добычи после проведения работ соответствует ожиданиям или превышает их. Как только выбирается определенный агент избирательной закупорки, становится следующий вопрос: какое его количество необходимо? Если будет использован небольшой объем, обработка не выполнит поставленной задачи, а при его избытке возрастет время на очистку, и появится риск образования невосстановимого повреждения.

Вискоэластичные поверхностно-активные вещества (ПАВ) стали популярной добавкой к веществам для избирательной закупорки из-за своего неполимерного химического состава. Различные составы, включая пену, успешно использовались в кислотных обработках, но было опубликовано очень небольшое количество анализов выполненных работ. Вискоэластические характеристики жидкости, в ходе затрат кислоты на пласт и при вспенивании, варьируются в pH диапазоне, и определение характеристик в скважине осложнено.

Для определения реологических характеристик и закупорочных характеристик различных составов вспененного вискоэластичного ПАВ в скважинных условиях были использованы трубный вискозиметр и параллельные датчики циркуляции. Был определен оптимальный состав, после чего он применялся и оценивался при практическом использовании. В ходе колтубинговой кислотной обработки спускался скважинный датчик памяти, и оценивалась дельта изменения давления для оценки эффекта избирательного закупоривания.

SPE 99691

УСТАНОВКА ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА, ВЫПОЛНЕННАЯ ПОСРЕДСТВОМ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЫ В ЯПОНИИ

**М. Numasawa, Japan Petroleum Exploration Co. Ltd.; С. Салахун, Х. Хашимото, и С.И. Чой, Halliburton Energy Services; и
С. Митсуда, Mitsubishi Gas Chemical Co. Inc.**

Japan Petroleum Exploration Co., Ltd (JAPEX) и Mitsubishi Gas Chemical Company Inc. (MGC) эксплуатируют нефтегазовое месторождение Higashi Niigata, расположенное в Ниигата, Япония. Одна из скважин, NS-6, газовая, давала большое количество скважинного песка, который заполнил наземное производственное оборудование и насосно-компрессорную колонну, что привело к прекращению добычи в конце 2002.

Документ описывает выполнение операции капитального ремонта, который был выполнен для продления срока службы

SPE 99651

INVESTIGATION AND FIELD EVALUATION OF A FOAMED VISCOELASTIC SURFACTANT DIVERSION FLUID APPLIED DURING COILED-TUBING MATRIX-ACID TREATMENT

H.A. Nasr-El-Din, SPE, Saudi Aramco, and J.B. Chesson, SPE, K.E. Cawiezel, SE, and C.S. De Vine, SPE, BJ Services Co.

When designing an acid treatment, the engineer often faces the question of what diversion method will be the most effective yet least damaging to the formation. Previous work has been published about evaluation methods, and conceptually diversion theory seems straightforward, but detailed post-job analysis and treatment optimization is often forgotten, especially when post-job production results meet or exceed expectation. Once a particular diverter is selected, the next question often is how much is required? If too small of volume is used, then treatment diversion will not be achieved. If too large of volume is used, then cleanup times and the risk of permanent damage increases.

Viscoelastic surfactants have recently become a popular additive for diversion pills, based on their polymer-free chemistry. Various formulations, including foam, have been successfully applied in acid stimulation treatments, but little post-job analysis has been published. Viscoelastic fluid properties vary over a pH range during acid spending on the formation and when foamed, determination of bottomhole properties is further complicated.

A tube viscometer and parallel core flow cells were utilized to determine the rheological properties and diversion effectiveness of various formulations of foamed viscoelastic surfactant at bottomhole conditions. An optimum formulation was determined, and this fluid was then applied and evaluated in a field application. A downhole memory gauge was run during a coiled tubing acid treatment, and delta pressure changes were evaluated to determine the diversion effect.

SPE 99691

FIRST THROUGH-TUBING GRAVEL-PACK RECOMPLETION PERFORMED IN JAPAN

М. Numasawa, Japan Petroleum Exploration Co. Ltd.; S. Salahudin, H. Hashimoto, and C.Y. Choy, Halliburton Energy Services; and S. Mitsuda, Mitsubishi Gas Chemical Co. Inc.

Japan Petroleum Exploration Co., Ltd (JAPEX) and Mitsubishi Gas Chemical Company Inc. (MGC) operate the Higashi Niigata Oil & Gas Field in Niigata, Japan. One of the wells, NS-6, a gas producer, had produced a large amount of formation sand, which filled up the surface production facility and production tubing resulting in production being shut-in at the end of 2002.

This paper will discuss a workover performed on this well, which was conducted in an effort to extend well life. Due to the depleted nature of the reservoir, a through-tubing

скважины. Из-за истощенной природы коллектора, местной сервисной компанией был предоставлен гравийный фильтр, спускаемый через НКТ. Эта компания работает со специализированным поставщиком такого типа услуг, который обеспечивал наблюдение за установкой. Такой метод восстановления скважины через НКТ в Японии был использован впервые.

Персонал местной сервисной компании при поддержке Малазийской команды, специализирующейся на борьбе с поступлением песка, работал с клиентом и специальным поставщиком услуг через НКТ для разработки проекта работ, и, как результат их экспертной оценки, работа была успешно выполнена. Документ описывает: 1) планирование и успешное выполнение операции, 2) экономическую эффективность и безопасность, 3) способность соответствовать большинству задач JAPEX и MGC, 4) ценный опыт для дальнейшего планирования восстановительных работ, которые могут потребоваться на этом месторождении.

SPE 99698

ПАРАЛЛЕЛЬНОЕ ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ: КОЛТЮБИНГОВАЯ ТРУБА СОВМЕСТНО С РАБОТОЙ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

K.I. Torgersen, JMC Technology, and A.A. Вайс, Schlumberger

Документ описывает параллельные операции (SIMOPs) и выполнение скважинных сервисных работ параллельно с основными операциями, выполняемыми буровой установкой. Существуют различные описания термина SIMOPs, но настоящий документ фокусируется на выполнении скважинных сервисных работ при помощи колтубинговой трубы, кабеля, параллельно с бурением или другими операциями, выполняемыми с основной вышки.

Параллельные операции выполнялись в течение нескольких лет на нескольких платформах. Однако для других платформ эти операции являются инновационными и часто считаются невыполнимыми из-за различных ограничений платформы: площади палубы, грузоподъемности крана, площади дна.

Документ показывает операции, которые могут выполняться параллельно. В нем делается акцент на трудностях, связанных с монтажом и функционированием в условиях ограничений платформы и установки. Все описывается на практических случаях в качестве примера, как могут быть разработаны решения для выполнения большого диапазона восстановительных операций на платформе без использования вышки, параллельно с бурением, посредством консольной вышки с поднимаемой установкой.

SPE 99706

УВЕЛИЧЕНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ СТАРЕЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПУТЕМ ОРГАНИЗАЦИИ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ РАБОТ: СЕВЕРНЫЙ ОМАН

A.C. Аль-Бимани, SPE, X.X. Аль-Шаржи, SPE, C.O. Айхевба, SPE, M. Аль-Токи, SPE, A.X. Фадхил, SPE, и M. Аль-Салми, Petroleum Development Oman

В Северном Омане находятся четыре стареющих месторождения, которые дают 90% своей нефти из старых скважин. В попытке улучшить добычу нефти на существующем парке скважин, большую важность в портфолио компании получили скважинные операции при остановке естественного снижения дебита путем лучшего уп-

gravel pack was chosen as the means to re-complete the well. The through-tubing gravel pack service was supplied by a local service company working in co-operation with a specialist through-tubing service provider who also provided onsite installation supervision. This method of through-tubing remediation was the first time this type of installation was used in Japan.

The local service company personnel with support from their Malaysia sand-control team worked with the customer and the specialist through-tubing service provider to design the job, and as a result of their expertise, the job was successfully performed. This case history will discuss 1) the planning and successful execution of the job, 2) its cost efficiency and safety, 3) its capability to meet majority of JAPEX's and MGC's goals, and 4) the valuable experience it provided for planning future remedial activities that may be required in this field.

SPE 99698

SIMOPS: COILED TUBING IN PARALLEL WITH RIG ACTIVITIES

K.I. Torgersen, JMC Technology, and A.A. Weiss, Schlumberger

This paper covers SIMOPs, SIMultaneous Operations, and describes the topic of doing well service operations in parallel with main rig activities. There are various descriptions for the term SIMOPs, but this paper focuses on doing well servicing operations with Coiled Tubing, CT, or Wire Line, WL, in parallel with drilling or other rig based operations from the main derrick. SIMOPs have been performed for several years on some platform. However this is still a new innovation for others, and is often considered to be impossible due to various small platform limitations, such as: deck space, crane capacity, bed space, etc. This paper highlights the potential upside of working multiple operations in parallel. The focus is on the challenges related to rigging up and operating within the limitations of the platform and rig. This is described through case histories, as examples of how solutions have been developed to perform a large scope of well services activities on rig less platforms in parallel with drilling activities through cantilever rig, from jack up rig.

SPE 99706

ENHANCING OIL PRODUCTION FROM MATURE FIELDS BY FOCUSING ON WELL-INTERVENTION MANAGEMENT: NORTH OMAN

A.S. Al-Bimani, SPE, H.H. Al-Sharji, SPE, C.O. Aihavba, SPE, M. Al-Touqi, SPE, A.H. Fadhil, SPE, and M. Al-Salmi, Petroleum Development Oman

North Oman comprises four mature assets, producing 90% of its oil from old wells. In the drive to enhance oil production of the existing well stock, while arresting the natural decline of oil rate through better Well and Reservoir Management (WRM), well intervention work

правления скважиной и коллектором. С 2003 была разработана, осуществлена и проанализирована обширная программа по проведению скважинных работ. В 2005 было выполнено 3600 скважинных операций в сфере наблюдения за скважинами (сбор информации о скважине и коллекторе), оптимизации скважин (дополнительное перфорирование, интенсификация, водоизоляция и т.д.), восстановления скважин (поддержание дебита промывками, заменой клапанов и т.д.), и сохранности скважин (ремонта обсадной колонны, ловильных операций, опрессовки затрубного пространства). Применение программы требовало применения различных типов скважинных технологий, таких как использование лебедок для капитального ремонта, электрических/традиционных колтюбинговых установок, электрических кабельных установок, кабельных установок и некоррозионных насосных установок. Эти мероприятия по оптимизации показали улучшение на 5,4%, в то время как восстановление и мероприятия по восстановлению целостности сохранили 23% общей добычи нефти Северного Омана, со сдерживанием естественного уровня снижения в 2005, при низкой стоимости за баррель. Со старением месторождений ожидается рост мероприятий по обслуживанию скважин, возникает потребность в новых технологиях, применяемых в условиях растущей сложности работ и затрат на их проведение. Таким образом, руководство предвидело необходимость постоянной концентрации на улучшении управления скважинными операциями для максимизации отдачи и приостановки естественного снижения дебита.

Документ описывает улучшения в процессе работы со скважиной на северных месторождениях, начиная с классификации операций, планирования ресурсов их оптимизации, планирования операций, выполнения плана, отслеживания эффективности операций/дебита коллектора, до организации обратной связи для изучения и последующих усовершенствований работ. Эти шаги описаны на реальных примерах работ, проводимых со скважиной, и результатах, полученных в результате управления ходом всех работ. Так же описываются текущие вопросы, связанные с проведением работ, их ограничения и новые технологии, необходимые для решения этих вопросов.

SPE 99708

СИСТЕМА ВРАЩАЮЩЕГОСЯ ЯКОРЯ

М. Бакке и Г.М. Берг, Weatherford

Сообщество сервисной компаний стремится всемерно улучшить технологию обслуживания скважин и помочь обеспечить экономически целесообразное использование своей продукции.

Система вращающегося якоря разработана для того, что бы разрешить использование колтюбинговой трубы в операциях, сопряженных с высоким крутящим моментом, где потребуется или спуск под давлением или традиционный капитальный ремонт.

Вращающийся якорь разработан для изоляции реактивного крутящего момента, производимого мотором рабочей колонны, при этом он позволяет обратное движение КНБК. Якорь активируется гидравлически перепадом давления через нижнюю КНБК (мотор, фреза и т.д.). Система вращающегося якоря запатентована в Норвегии, США и Великобритании, сделаны заявки на патент в нескольких других странах.

Документ предоставляет подробный обзор конструкции инструмента и описывает испытания инструмента, которые были проведены для проверки пригодности использования инструмента в различных операциях.

has increased in importance in the Company's portfolio of activities. From 2003 a robust subsurface Well Intervention program is rigorously generated and vigilantly implemented and closely tracked. In 2005, some 3,600 well work activities were executed in the areas of Well Surveillance (well and reservoir data gathering); Well Optimization (oil generating activities, i.e. additional perforations, water & gas shut-off, stimulations, etc); Well Restoration (to maintain the old wells' oil potential by ESP replacements, tubing wash, re-dress Gas-lift valve, etc) and Well Integrity (production casing repairs, fishing operations, annulus pressure testing) activities. Implementation of this program calls for utilization of various types of intervention technologies such as work-over hoists, electric / normal coiled-tubing units, electric wireline units, slick-line units and non corrosive pumping units. The oil generating (optimization) activities delivered some 5.4%, while restoration and integrity repair activities safeguarded some 23%, of the total oil production from North Oman, there by arresting the natural oil rate decline during 2005, at a low unit technical cost per barrel. As the fields get older, the well intervention work is expected to grow in term of magnitude, complexities, need for new technologies, cost impact and new challenges. Hence, the directorate has foreseen a need for continued concentration on improving the management of the well intervention to maximize the value realized in terms of oil reward and arrest of the natural decline oil rate.

This paper describes recent improvements to the Well Intervention Management Process in the North oil fields; from ranking of the activities, resource planning and optimization; activities planning and scheduling; execution of the plan, tracking of the operational / reservoir performance and feed back of learning for further improvement. These improvements are described by real examples of well interventions and the results achieved from managing the overall well intervention operations. It will also discuss the current operational challenges and limitations, and new technologies needed to address the issues.

SPE 99708

ROLLING ANCHOR SYSTEM

М. Bakke and G.M. Berg, Weatherford

The service industry continually strives to improve well service technology and help ensure that those developments can ultimately be deployed economically. The Rolling Anchor System (RAS) is designed to allow the use of Coiled Tubing (CT) in high torque operations where otherwise snubbing or conventional work over operations would be required. The Rolling Anchor is designed to isolate the reactive torque generated by a motor from the work string, while at the same time allowing reciprocal movement of the bottom hole assembly (BHA). The Anchor is hydraulically activated by the pressure drop through the lower BHA (motor, mill etc.). The Rolling Anchor System is patented in Norway, the USA and in the UK with Patent Pending status in several other countries. This paper will provide a detailed overview of the tool's design and discuss testing the tool has undergone to qualify it for service in various applications.

SPE 99749

ДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ МЕТОДА КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЛЯ АМОРТИЗАЦИИ ПРОДОЛЬНОГО ИЗГИБА И МОРСКИХ ОПЕРАЦИЙ, ПРОВОДИМЫХ БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЛУБРИКАТОРА

К.Р. Нюман, CTES Varco; С.С. Оверстрит, Cudd Pressure Control; и П.А. Бейнет, BP America Inc.

Модель динамического анализа метода конечных элементов была разработана и используется для решения специализированных задач, возникающих при проведении скважинных операций. Документ описывает теорию, использованную в модели, и приводит описание двух операций с его использованием. Первая операция – моделирование движения трубы (или КНБК), проталкиваемой через пакер. Вторая операция – спуск на кабеле с судна в подводную скважину. Первый шаг в этой операции – пробку из фонтанной арматуры.

SPE 99770

РАЗРАБОТКА И УСТАНОВКА ПАКЕР-ПРОБКИ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ С СИСТЕМОЙ УПЛОТНЕНИЯ ТИПА МЕТАЛ-МЕТАЛ

М. Адам, Zeroth Technology Ltd.; К. Лундемо, BP Norway; и Г. Макензи and Г.Л. Гарфилд, Baker Oil Tools

Документ описывает разработку, тестирование и установку механической пакер-пробки высокого давления для крупного нефтегазового оператора на норвежском континентальном шельфе. Из-за низкого давления коллектора потребовалась механическая пробка-мост высокого давления для установки в качестве зональной изоляции перед операцией гидроразрыва.

Пробка была установлена в толстостенный хвостовик с внутренним диаметром в 4,375 дюйма, но она должна была пройти через минимальное сужение в 3,725 дюйма и выдержать разность давлений в 7500 psi в ходе операции гидроразрыва.

Проблемой, которую предстояло решить, было сочетание высокого номинального давления и коэффициента расширения. Новая технология уплотнения типа металл-металл стала тем решением, которое соответствовало нужным требованиям. Первая пробка была успешно установлена в июле 2005 при помощи колтубинговой трубы. Новая технология пробки улучшила способ выполнения зональной изоляции и операций гидроразрыва в коллекторах с низким давлением.

SPE 99846

БЕСКИСЛОРОДНАЯ КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА В ПОДЗЕМНОМ ГАЗОХРАНИЛИЩЕ СКВАЖИНЫ С НАБИВНЫМИ ЭКРАНАМИ

С. Интема, SPE, П. де Боер, SPE, и Р.А. Тромперт, NAM; Р.М. де Йонге, SPE, BJ Services Co.; и В.Ж. ван Геллеком, SPE, Baker Oil Tools

Скважина в подземном газохранилище на NAM получила оценку истощенной после значительного снижения дебита. Возникла опасность ее полного выхода из строя, поэтому скважина должна подвергнуться операции по интенсификации добычи. Однако кислотная обработка в сложной среде подземного газохранилища

SPE 99749

DYNAMIC FEA MODELS FOR SNUBBING BUCKLING AND RISERLESS SUBSEA WIRELINE INTERVENTION

K.R. Newman, CTES Varco; C.C. Overstreet, Cudd Pressure Control; and P.A. Beynet, BP America Inc.

A dynamic finite element analysis (FEA) calculation engine has been developed and is being used to solve specialized well intervention problems. This paper summarizes the theory used in this engine, and documents two of its applications. The first application is modeling the buckling behavior of pipe (or a bottom hole assembly) being snubbed through a packer. The second application is wireline being run from a boat to a subsea well to perform an intervention. The first step in this intervention is to jar the plug out of the tree.

SPE 99770

DEVELOPMENT AND INSTALLATION OF A HIGH-PRESSURE-RATED BRIDGE PLUG WITH METAL-TO-METAL SEALING SYSTEM

M. Adam, Zeroth Technology Ltd.; K. Lundemo, BP Norway; and G. Mackenzie and G.L. Garfield, Baker Oil Tools

This paper will describe the development, testing and installation of a high pressure rated mechanical bridge plug for a major oil and gas operator on the Norwegian Continental Shelf. Due to low reservoir pressure a mechanical high pressure rated bridge plug was required to be set as a zonal isolation barrier prior to a frac operation.

The plug was set in a heavy wall liner with a 4.375" ID, but had to pass a 3.725" ID minimum restriction and hold 7500 psi differential pressure during the frac operation.

The combination of high pressure rating and expansion ratio was a challenge to solve. A new metal-to-metal sealing technology was the solution to meet the required criteria. In July 2005, the first plug was successfully set, conveyed on coiled tubing. This new plug technology has improved the way of performing the zonal isolation and frac operation in low pressure reservoirs.

SPE 99846

OXYGEN-FREE ACID-STIMULATION IN AN UNDERGROUND GAS STORAGE WELL COMPLETED WITH PREPACKED SCREENS

S. Yntema, SPE, P. de Boer, SPE, and R.A. Trompert, NAM; R.M. de Jonge, SPE, BJ Services Co.; and B.J. van Gellekom, SPE, Baker Oil Tools

A well at an Underground Gas Storage location of NAM was identified to be impaired, this resulted in a significant reduction of well performance and jeopardized the integrity of the well, and as such, it classified as a stimulation candidate. However, an acid stimulation treatment in

Грипскерк, Нидерланды (общая пиковая производительность 2000 MM кв. футов в день (scf/D), может производиться лишь в том случае, когда полностью обеспечивается сохранность оборудования и скважины.

Посредством использования соответствующих ингибиторов коррозии снижается коррозия в скважине и эксплуатационном объекте, возникающая от кислотных обработок. Из-за попадания кислорода в раствор, например в ходе загрузки, транспортировки, смешивания и закачивания в скважину, существует опасность возникновения коррозии. Для того, чтобы свести риск коррозии, вызванной кислородом, к минимуму, был разработан процесс, в котором все растворы готовятся с таким уровнем кислорода, что раствор считается не содержащим кислородов. Этот процесс требует использования очистных баков, смешивающих раствор с азотом, добавления поглотителей кислорода и растворения побочно производимых растворов.

Эффективность кислотных обработок в заканчивании с набивными экранами может быть повышена путем использования колтюбинговой трубы и правильного выбора гидромониторного метода. Набивные экраны в общей массе не выдерживают высокого давления, и поэтому ударное давление жидкости на экран должно быть низким. В то же время для достижения оптимальных результатов интенсификации желательны проведение тщательной обработки экрана и его пор, забитых песком. При проведении операции был использован новый вращающийся/пульсирующий колтюбинговый гидромониторный инструмент. Этот пульсирующий эффект выбивает нерастворимые частицы в набивном экране и открывает поры без воздействия химических реагентов. Вращающиеся сопла обеспечивают полное покрытие ствола скважины. Документ представляет исследование бескислородной кислотной обработки, выполненной в скважине с набивными экранами в подземном газохранилище Грипскерк, Нидерланды. Свой вклад в успех операции внесла подготовка на основе нескольких дисциплин, выбор оптимального колтюбингового гидромониторного инструмента, выбор способа обработки в сочетании с тестами сохранности экрана, разработку процесса для создания бескислородной среды и стратегией обратной циркуляции отработанной кислоты. Была разработана специализированная программа тестирования и добычи, в которой ионы хлорида, кислорода и уровень pH наблюдались на эксплуатационном объекте в сравнение с предустановленными показателями.

SPE 99855

ЖИДКОСТНЫЙ ОСЦИЛЛЯТОР СЛЕДУЮЩЕГО ПОКОЛЕНИЯ

Е.Д. Вебб, SPE, Р.Л. Шульц, SPE, Р.Г. Ховард, SPE, и Ж.С. Такер, SPE, Halliburton

Документ описывает разработку скважинного чистящего устройства, основанного на принципе вибрации жидкости. Этот жидкостный осциллятор используется для удаления отложений из зоны, прилегающей к стволу скважины, перфорации и экранов. Этот чистящий инструмент создает волны давления в стволе и пластовой жидкости, которые: 1) разрушают повреждения, прилегающие к стволу скважины и 2) восстанавливают и улучшают проницаемость перфорации и прилегающей к стволу зоны. Жидкостные осцилляторы в течение долгого времени использовались для различных целей в разных отраслях промышленности. Они обычно дают надежную вибрацию в широком диапазоне интенсивности потока и не имеют движущихся частей. Инструменты, представленные здесь, являются

a business-critical environment such as the Grijpskerk Underground Gas Storage in the Netherlands (total peak capacity 2000 MM Scf/D), can only be executed when well and facility integrity are fully ensured.

Corrosion in wells and at production facilities due to acid stimulation treatments are being reduced by the use of appropriate corrosion inhibitors. However, due to the introduction of oxygen in the treatment fluids, for example during loading, transportation, mixing and pumping down a well, fear for corrosion still remains. In order to minimize the risk of corrosion by oxygen, a process was developed, in which all treatment fluids were prepared such that oxygen levels were considered essentially oxygen-free. The process involved the use of purging tanks, mixing the treatment fluids with nitrogen, the addition of oxygen scavengers and dilution of back-produced fluids.

The efficiency of acid treatments in pre-packed screens completions can be enhanced by the use of coiled tubing and the right choice of jetting method. Pre-packed screens generally do not resist high differential pressures, and therefore, the impact pressure of the jetting fluid on the screen needs to be kept low. At the same time, thorough treatment coverage onto the screen and into the pores of the pre-packed sand is desirable in order to achieve optimal stimulation results. A novel rotating/pulsating coiled tubing jetting tool was used that produces, apart from the non-damaging low impact pressure, hydraulic vibrations created by the pulsating effects of the jets. This pulsating effect dislodges insoluble fines in the pre-packed screen, and opens pore space normally unaffected by chemical action of the treatment fluid. The rotating nozzles ensure complete wellbore coverage. This paper presents a case study of an oxygen-free acid stimulation treatment, performed in a well, completed with pre-packed screens, at the Grijpskerk Underground Storage facility in the Netherlands. Contributing to the success of the operation was the cross-discipline preparation, the selection of the optimum coiled tubing jetting tool, the investigation of impairment mechanism, selection of treatment recipe in combination with screen integrity tests, development of a process to create an essentially oxygen-free environment and spent-acid back production strategy. A dedicated production and test program was designed, for which chloride ions, oxygen and pH levels were monitored at the production facility against pre-set criteria.

SPE 99855

NEXT-GENERATION FLUIDIC OSCILLATOR

E.D. Webb, SPE, R.L. Schultz, SPE, R.G. Howard, SPE, and J.C. Tucker, SPE, Halliburton

This paper describes the development of a downhole cleaning device based on fluidic oscillation. This fluidic oscillator is used for removal of deposits from the near-wellbore area, perforations, and screens. The cleaning device creates pressure waves within the wellbore and formation fluids that (1) break up near-wellbore damage and (2) restore and enhance the permeability of the perforations and near-wellbore area. Fluidic oscillators have been used for various purposes in a wide range of industries for many years. They typically exhibit reliable oscillation over a wide range of flow rates and have no moving parts. The cleaning tools presented here are

щихся частей. Чистящий инструмент, представленный в документе, специально разработан для высокого давления, погружных работ и максимальной амплитуды импульсов давления. Уникальная конструкция тщательно усовершенствована на основе теоретических и практических методов.

Документ описывает теорию жидкостной вибрации и представляет цифровой анализ специальной конструкции осциллятора, а также анализ экспериментальных данных при различных интенсивностях потока. Представленные случаи практического использования показывают рентабельность жидкостной осцилляции в качестве устройства очистки ствола.

SPE 99857

КОЛТЮБИНГОВАЯ ТРУБА QT-16CR: ОБЗОР ПРАКТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ.

Ж.Р. Мартин, SPE, Ф.Д. Ван Арнам, SPE, и Б.К. Нормойл,
Quality Tubing

Колтюбинговая труба QT-16Cr была предложена в качестве промышленного продукта весной 2004. Эта высокопрочная колонна с высокой устойчивостью к коррозии была разработана, чтобы предложить экономически эффективное колтюбинговое решение для операций закачки и разработки вторичными методами во влажных средах CO_2 , там, где углеродистые стали могут оказаться непригодными.

Документ делает акцент на результатах двухлетнего использования и лабораторных испытаниях с целью определения пригодности и ограничений в использовании QT-16Cr в качестве колонны для заканчивания, подвергающейся воздействию различных концентраций CO_2 , H_2S , хлоридов и pH. Сочетание анализа нефти и газа из скважин, где использовалась эта труба, будет сравниваться с тестированием в автоклаве, который имитировал условия скважины с нагрузками, действующими на трубу.

Документ так же затрагивает вопрос, в котором QT-16Cr имеет положительное воздействие на экономику добычи на основе примеров использования на нескольких техасских скважинах.

Представлен обзор полевых испытаний QT-16Cr в качестве рабочих колонн. Рассматриваются основные черты, включая характеристики истирания при спуске в 13 хромированных НКТ, и результаты усталостной долговечности.

Оба оператора и сервисная компания, которые имеют интерес к колтюбинговой трубе из коррозионно-устойчивого сплава, имеют интерес к этой информации и обзору характеристик колтюбинговой трубы QT-16Cr.

SPE 99892

РАЗРАБОТКА КОЛТЮБИНГОВОЙ СИСТЕМЫ ИЗ ТРУБ РАЗНОГО НАРУЖНОГО ДИАМЕТРА

Р.Е. Доманн, М.Д. Кальман, и А. Шарма, Halliburton; Р.К. Стефенс, Г. Эндмонстон, и М.Ж. Чамберс, BP; Ж.Р. Мартин, Quality Tubing; и Д. Маквортер и Ж.Т. Меланкон, Texas Oil Tools

Системы колтюбинговых труб из труб разного наружного диаметра имеют явные преимущества при работах в сверхглубоких скважинах (30.000 футов). Появившиеся в 2004 году, эти системы включают: 1) модифицированный инжектор, который может работать более чем с одним диаметром трубы и обеспечивать неизменное удерживание трубы по всей длине колонны,

specifically designed for high-pressure, submerged operation and maximum pressure-pulse amplitude. The unique design has been carefully refined through theoretical and experimental methods.

This paper discusses fluidic oscillator theory and presents a numerical analysis of a specific oscillator design, as well as an analysis of experimental test data at various flow rates. The provided case histories demonstrate the utility of fluidic oscillation as a well-bore-cleaning device.

SPE 99857

QT-16CR COILED TUBING: A REVIEW OF FIELD APPLICATIONS AND LABORATORY TESTING

J.R. Martin, SPE, W.D. Van Arnam, SPE, and B.K. Normoyle, Quality Tubing

QT-16Cr coiled tubing was introduced as a commercial product in the spring of 2004. This high strength corrosion resistant alloy product was developed to offer a cost effective coiled tubing solution for both injection and secondary production applications in wet CO_2 environments where carbon steel products may not be suitable.

This paper focuses on the results of two years of field applications and laboratory testing with the intent of defining the suitability and limitations of QT-16Cr as a completion string subjected to varying concentrations of CO_2 , H_2S , chlorides and pH. The combination of actual fluid and gas analysis from wells where QT-16Cr has been employed will be compared to autoclave testing which simulates downhole conditions with applied stress on the tubing.

This paper also addresses the manner in which QT-16Cr has a positive effect on production system economics using several S. Texas wells as examples. A review of field tests utilizing QT-16Cr as work strings will be covered.

Attributes will be reviewed inclusive of abrasion characteristics when run inside 13 chrome production tubulars and low cycle fatigue performance data.

Both operators and service providers that have potential applications for corrosion resistant alloy coiled tubing should have interest in this update and overview regarding the performance of QT-16Cr coiled tubing.

SPE 99892

DEVELOPMENT OF A TAPERED-OD COILED-TUBING SYSTEM

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

Tapered outside diameter coiled-tubing (TODCT) systems have distinct advantages in ultra-deep wells (30,000-ft range). Introduced in 2004, the TODCT system includes: (1) a modified injector that can handle more than one diameter of tubing and maintain a constant grip on the tubing throughout the length of the TODCT string, (2) an ODT "transition

2) участок сопряжения, который позволяет составлять вместе трубы различного диаметра, 3) оборудование контроля давления скважины (превентор и герметизатор) с возможностью удержания и герметизации более одного диаметра трубы, а также удержания и герметизации участков сопряжения, 4) кабину управления, которая обеспечивает дистанционное управление элементами герметизатора и удерживающими элементами инжектора, открывание и закрывание труб различных диаметров, обеспечивая постоянный контроль давления скважины и захват на трубе.

Документ представляет обзор полевых испытания, выполненных с такой системой, описывает испытания в южном Техасе. В конечном результате появилась система, способная выполнять безопасный спуско-подъем в сверхглубокие скважины.

SPE 99917

28% ХРОМА, 32% НИКЕЛЯ: ПРАКТИКА ОПЕРАЦИИ СКВАЖИННОЙ РЕЗКИ ЭКЗОТИЧЕСКИХ ЗАКАНЧИВАНИЙ

Л.Н. Портман, С.Ж. Блейдс и А. Лаба, BJ Services Co.

Резка НКТ, использующая инструменты, спускаемые на колюбинговой трубе, является повседневным явлением в современном капитальном ремонте скважин. Однако шаги к более высокому содержанию никеля и хрома означали, что существующие инструменты и методы требуют дальнейшего усовершенствования. Режущий материал с 28% содержанием хрома является гораздо более сложным инструментом, чем режущий материал с 13% хрома. Так, крупный международный оператор в Малайзии требовал удалить две эксплуатационные колонны из 28% хромовой трубы из двух морских скважин. Две скважины должны были подвергнуться операции капитального ремонта, который требовал удаление колонн. Трубы с высоким содержанием хрома представляли собой проблему не только для технологий механической резки, но и для химических, и для взрывных работ. В документе перечисляются моменты, принятые во внимание при выборе механического способа резки. Из-за технических проблем оператора, было проведено достаточное количество испытаний, предшествовавших операции. Далее документ описывает результаты тестирования и описывает выполнение операции на море. В конце статьи анализируется полученный опыт.

SPE 99947

ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ УСПЕШНОЙ РЕЗКИ ТРУБЫ В АДРИАТИЧЕСКОМ МОРЕ

Ж.Р. Майол, SPE, и Г.Ж. Маккинли, SPE, Smith Services, и М. Спортелли и Г. Бэкон, Eni E&P

Документ представляет результаты большой кампании по резке трубы в Адриатическом море, выполненной для крупного итальянского оператора, где ранее использовавшиеся режущие инструменты не принесли успеха, а взрывные инструменты были запрещены для использования в морских операциях. Основной задачей кампании по резке трубы было разрезать 2 3/8 дюймовое двойное заканчивание на платформе в Адриатическом море. Большинство колонн подвергается нагрузкам в ходе производственного процесса из-за оседания. Все операции по резке должны были

tube" that allows sections of tubing with different ODs to be joined together, (3) well pressure control equipment (i.e., blowout preventer and stripper) with the capability to grip and seal more than one diameter of tubing and also grip and seal the transition tube, and (4) an operator control house that allows remote control of the stripper elements and injector gripper elements to open or close to different diameters of tubing while still maintaining control of well pressures inside the wellbore and grip on the tubing.

This paper presents a review of the yard testing completed on the TODCT system equipment and then describes a subsequent field trial conducted onshore in south Texas. The end result is a tested and qualified TODCT system capable of safely running tubing strings into ultra-deep wells.

SPE 99917

28% CHROME, 32% NICKEL: A CASE HISTORY ON THE DOWNHOLE CUTTING OF EXOTIC COMPLETIONS

L.N. Portman, C.J. Blades, and A. Laba, BJ Services Co.

Cutting production tubing using coiled tubing-conveyed cutting tools is a relatively common practice in today's industry. However, the move towards higher and higher chrome and nickel content in the completion metallurgy has meant that the existing tools and techniques require further reevaluation and refinement. Cutting material with 28% chrome is much more difficult than cutting material with 13% chrome. A major international operator in Malaysia recently had a requirement to remove two production strings of 28-chrome tubing from two offshore wells. The two wells were to be worked over, requiring that the tubing be retrieved. High-chrome tubulars present problems for not only mechanical cutting techniques, but also chemical and explosive techniques. This paper lists the considerations that led to the adoption of the mechanical cut method. Because of the technical difficulties of the operations, significant equipment testing was carried out prior to the work. This paper further details the results of that testing and describes the execution of the work offshore. Finally, the findings and learnings derived from the interventions will be discussed.

SPE 99947

CASE HISTORY OF A SUCCESSFUL PIPE-CUTTING CAMPAIGN IN THE ADRIATIC SEA

J.R. Mayol, SPE, and G.J. MacKinlay, SPE, Smith Services, and M. Sportelli and G. Baccon, Eni E&P

This paper will present the results of an extensive pipe cutting campaign in the Adriatic Sea for a major Italian operator, where previous pipe cutting tools failed and where explosive severing tools were not permitted for offshore operations. The main objective of the pipe cutting campaign was to sever the 2 3/8-inch dual string completions on platforms in the Adriatic Sea. Most of these strings are stressed during the production stage due to subsidence phenomena. All the cutting operations were

проводиться с использованием спускаемого на колтюбинговой трубе 1 11/16 дюймового режущего инструмента в сильно искривленные участки, порядка 45-70 градусов, с эксплуатационными колоннами, находящимися в сжатом состоянии.

Новый режущий гидравлический инструмент показал себя прекрасной альтернативой традиционным режущим инструментам, которые могут быть неэффективными или не иметь допуска для работы из-за морского месторасположения.

Режущий инструмент оборудован прочными ножами с покрытием из вставок из специально разработанного карбида вольфрама для вхождения в контакт и быстрой резки трубы, обсадной колонны или буровой трубы. Конструкция ножа производит нагрузку на нижнюю точку вдоль режущей поверхности, что приводит к увеличению срока службы и выполнению резки за одну спуско-подъемную операцию.

Документ подробно описывает гидравлический резак, спускаемый на колтюбинговой трубе, проблемы и результаты кампании.

SPF 99968

ДОРАБОТКА НОВОГО СКВАЖИННОГО ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОГО ИНСТРУМЕНТА ОБЕСПЕЧИВАЕТ УЛУЧШЕННУЮ СОХРАННОСТЬ В СРЕДАХ С ВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ И ТЕМПЕРАТУРОЙ

Ж.Фостер, Р.А. Макконнел, и Д.В. Мур, Halliburton Energy Services Group

В течение 90-х был создан электромеханический скважинный инструмент на батареях, который использовался для установки/извлечения различных устройств, сдерживающих давление в скважине. Эти электромеханические приводы могли производить высокое, но управляемое осевое усилие в точке выполнения работ, не используя поверхностные механические манипуляторы или взрывные устройства. Такая возможность решает большинство специальных вопросов транспортной безопасности, присущих взрывным пускателям. Так как инструмент с собственным энергообеспечением является независимым от наземного оборудования, другим преимуществом является возможность уменьшения площади для более эффективного управления логистикой.

Электромеханический инструмент совместим с традиционными кабельными методами и обеспечивает практическую альтернативу для ряда устанавливаемых инструментов. Инструмент добавил функциональности к кабельным методам работы в обсаженной скважине. Несмотря на то, что первое поколение электромеханических инструментов соответствовало большинству необходимых условий в 90-х, их функциональность не могла соответствовать некоторым из рабочих требований для более глубоких месторождений с более высоким давлением, которые разрабатываются в настоящее время. Документ описывает новую систему, которая предлагает преимущества системы стандартной силовой установки, но превосходит ограничения по температуре, налагаемые более требовательными скважинными средами в современных месторождениях.

Описывается управление, управление мощностью, методы энергоснабжения, использованные для разработки функционального и надежного электромеханического привода для работ, связанных с высоким давлением и высокой температурой. Так же обрисована программа испытаний в окружающей среде, которая была использована для подтверждения надежности. В конце документа представлена история проведения практических операций.

to be conducted using the Coiled Tubing (CT) conveyed 1 11/16-inch hydraulic pipe cutter in highly deviated zones, on the order of 45 to 70 degrees, with the production strings in compression.

The new CT conveyed hydraulic pipe cutter has proven to be an excellent alternative to conventional severing options which can be ineffective or are not permitted due to offshore regulations.

The pipe cutter features durable knives dressed with specially designed tungsten carbide inserts to engage and quickly sever tubing, casing or drill pipe. The knife design produces lower point loading across the cutting surface resulting in longer life, completing cutting operations in a single run.

A detailed description of the CT conveyed hydraulic pipe cutter, the challenges and results of this campaign will be presented in this paper.

SPF 99968

NEW DOWNHOLE ELECTROMECHANICAL SERVICE TOOL ADVANCEMENTS PROVIDE INCREASED INTEGRITY IN HP/HT ENVIRONMENTS

J. Foster, R.A. McConnell, and D.W. Moore, Halliburton Energy Services Group

During the 1990's, a battery-powered electro-mechanical downhole service tool used to set/retrieve various pressure containment devices in the wellbore was introduced to the industry. These electro-mechanical actuators are capable of generating high but controllable axial forces at the point of application without relying on surface mechanical manipulations or explosive devices. This capability eliminates most of the logistical special safety considerations inherent with explosive actuators. Since the self-powered tool is independent of the surface machinery, another advantage is that it is possible to reduce the surface footprint for more efficient logistical management.

The electro-mechanical service tools are compatible with conventional slickline intervention methods and provide a practical alternative for explosive and hydrostatic setting tools. This tool has also added significant cased-hole functionality to slickline intervention methods. While the first generation of the electro-mechanical service tools met the majority of conditions needed in the 1990's, their functionality could not meet some of the operating requirements needed by the deeper, higher pressure fields being produced today. This paper will describe a new tool system that provides the advantages of the standard downhole power unit (DPU®) system but overcomes the temperature limitations imposed by the more demanding downhole environments in today's oilfield.

The control logic, power management, and power delivery methods used to develop a functional and reliable electro-mechanical actuator for high-temperature/high pressure applications will be discussed. Also outlined is the environmental test program representing real world conditions that was used to validate its reliability. Finally, case histories will be presented.

проводиться с использованием спускаемого на колтюбинговой трубе 1 11/16 дюймового режущего инструмента в сильно искривленные участки, порядка 45-70 градусов, с эксплуатационными колоннами, находящимися в сжатом состоянии.

Новый режущий гидравлический инструмент показал себя прекрасной альтернативой традиционным режущим инструментам, которые могут быть неэффективными или не иметь допуска для работы из-за морского месторасположения.

Режущий инструмент оборудован прочными ножами с покрытием из вставок из специально разработанного карбида вольфрама для вхождения в контакт и быстрой резки трубы, обсадной колонны или буровой трубы. Конструкция ножа производит нагрузку на нижнюю точку вдоль режущей поверхности, что приводит к увеличению срока службы и выполнению резки за одну спуско-подъемную операцию.

Документ подробно описывает гидравлический резак, спускаемый на колтюбинговой трубе, проблемы и результаты кампании.

SPE 99968

ДОРАБОТКА НОВОГО СКВАЖИННОГО ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОГО ИНСТРУМЕНТА ОБЕСПЕЧИВАЕТ УЛУЧШЕННУЮ СОХРАННОСТЬ В СРЕДАХ С ВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ И ТЕМПЕРАТУРОЙ

Ж.Фостер, Р.А. Макконнел, и Д.В. Мур, Halliburton Energy Services Group

В течение 90-х был создан электромеханический скважинный инструмент на батареях, который использовался для установки/извлечения различных устройств, сдерживающих давление в скважине. Эти электромеханические приводы могли производить высокое, но управляемое осевое усилие в точке выполнения работ, не используя поверхностные механические манипуляторы или взрывные устройства. Такая возможность решает большинство специальных вопросов транспортной безопасности, присущих взрывным пускателям. Так как инструмент с собственным энергообеспечением является независимым от наземного оборудования, другим преимуществом является возможность уменьшения площади для более эффективного управления логистикой.

Электромеханический инструмент совместим с традиционными кабельными методами и обеспечивает практическую альтернативу для ряда устанавливаемых инструментов. Инструмент добавил функциональности к кабельным методам работы в обсаженной скважине. Несмотря на то, что первое поколение электромеханических инструментов соответствовало большинству необходимых условий в 90-х, их функциональность не могла соответствовать некоторым из рабочих требований для более глубоких месторождений с более высоким давлением, которые разрабатываются в настоящее время. Документ описывает новую систему, которая предлагает преимущества системы стандартной силовой установки, но превосходит ограничения по температуре, налагаемые более требовательными скважинными средами в современных месторождениях.

Описывается управление, управление мощностью, методы энергоснабжения, использованные для разработки функционального и надежного электромеханического привода для работ, связанных с высоким давлением и высокой температурой. Так же обрисована программа испытаний в окружающей среде, которая была использована для подтверждения надежности. В конце документа представлена история проведения практических операций.

to be conducted using the Coiled Tubing (CT) conveyed 1 11/16-inch hydraulic pipe cutter in highly deviated zones, on the order of 45 to 70 degrees, with the production strings in compression.

The new CT conveyed hydraulic pipe cutter has proven to be an excellent alternative to conventional severing options which can be ineffective or are not permitted due to offshore regulations.

The pipe cutter features durable knives dressed with specially designed tungsten carbide inserts to engage and quickly sever tubing, casing or drill pipe. The knife design produces lower point loading across the cutting surface resulting in longer life, completing cutting operations in a single run.

A detailed description of the CT conveyed hydraulic pipe cutter, the challenges and results of this campaign will be presented in this paper.

SPE 99968

NEW DOWNHOLE ELECTROMECHANICAL SERVICE TOOL ADVANCEMENTS PROVIDE INCREASED INTEGRITY IN HP/HT ENVIRONMENTS

J. Foster, R.A. McConnell, and D.W. Moore, Halliburton Energy Services Group

During the 1990's, a battery-powered electro-mechanical downhole service tool used to set/retrieve various pressure containment devices in the wellbore was introduced to the industry. These electro-mechanical actuators are capable of generating high but controllable axial forces at the point of application without relying on surface mechanical manipulations or explosive devices. This capability eliminates most of the logistical special safety considerations inherent with explosive actuators. Since the self-powered tool is independent of the surface machinery, another advantage is that it is possible to reduce the surface footprint for more efficient logistical management.

The electro-mechanical service tools are compatible with conventional slickline intervention methods and provide a practical alternative for explosive and hydrostatic setting tools. This tool has also added significant cased-hole functionality to slickline intervention methods. While the first generation of the electro-mechanical service tools met the majority of conditions needed in the 1990's, their functionality could not meet some of the operating requirements needed by the deeper, higher pressure fields being produced today. This paper will describe a new tool system that provides the advantages of the standard downhole power unit (DPU®) system but overcomes the temperature limitations imposed by the more demanding downhole environments in today's oilfield.

The control logic, power management, and power delivery methods used to develop a functional and reliable electro-mechanical actuator for high-temperature/high pressure applications will be discussed. Also outlined is the environmental test program representing real world conditions that was used to validate its reliability. Finally, case histories will be presented.

SPE 100068

АНАЛИЗ УСТАЛОСТИ ВРАЩАЮЩЕЙСЯ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЫ

С.М. Типтон, Г.Х. Карлсон, и Ж.Р. Сорем, Университет г.Талса

Традиционная колтюбинговая труба выдерживает жесткие циклы изгиба и выпрямления над уровнем земли, что является доминирующим фактором, ограничивающим ее полезный срок службы. Для традиционной колтюбинговой трубы изгибанием в стволе скважины, связанной с искривлением ствола, пренебрегают, так как вызываемое напряжение является на порядок меньше напряжения, вызываемого циклическим изгибанием, и испытывается с очень малым количеством циклов.

На стадии разработки находится новая буровая установка, которая позволяет осуществлять вращение колтюбинговой трубы в скважине примерно в 20 об/мин, что дает многочисленные преимущества. Однако вращение превращает дополнительное вращение-изгиб в высокоциклический режим, так как участки колтюбинговой трубы проходят через участки с высоким искривлением. Документ представляет изучение воздействия вращения в скважине на усталостную долговечность колтюбинговой трубы.

В настоящем исследовании данные, полученные о циклических режимах из различных источников, используются для оценки вероятного усталостного повреждения, которое может быть вызвано вращением в скважине. Результаты показывают, что повреждение находится ниже предела выносливости, и таким образом незначительны относительно повреждения, накапливаемого наземными циклами сгибания-разгибания.

Анализ так же принял в расчет другой потенциальный вопрос: кольцевое истирание, которое может появиться при вращении колтюбинговой трубы в обсадной колонне или в стволе скважины. Шероховатость поверхности так же принималась в расчет для расчета и коррекции ожидаемого срока службы. Результаты по прежнему показывают, что усталость, производимая циклами подземного вращения, не настолько пагубно влияет на срок службы, как циклы на поверхности.

Предоставлены результаты экспериментов, которые подтверждают консерватизм предположения о факторах шероховатости поверхности. Результаты показывают, что процесс истирания вызывает остаточное сжимающее напряжение поверхности, которое отчасти компенсирует отрицательное воздействие более шероховатой поверхности.

SPE 100108

ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ КОЛТЮБИНГОВОГО БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА УВЕЛИЧЕННОГО ДОСТУПА

В. Дажестад, SPE, Statoil ASA; М. Муккелтведт, Weatherford Norge A/S; К. Эйде, SPE, PI Intervention A/S; и Н. Реймерс, Tomax A/S

Операции бурения и фрезерования, выполняемые при помощи колтюбинговой трубы, за последние годы были усовершенствованы благодаря новым изобретениям. Одним из подобных изобретений является Анти Остановочный Инструмент (АОИ). АОИ контролирует усилие, оказываемое на долото, относительно скручивания, и предотвращает остановку долота под нагрузкой. Таким образом технология АОИ обеспечивает увеличение изгиба рабочего инструмента и допустимого отклонения для неравномерной передачи веса, что является характерным для операций с удаленным доступом и со скважинами с высоким углом наклона. Statoil выполнила квалификационную

SPE 100068

FATIGUE INTEGRITY ANALYSIS OF ROTATING COILED TUBING

S.M. Tipton, G.H. Carlson, and J.R. Sorem, U. of Tulsa

Conventional coiled tubing endures severe above-ground bending and straightening cycles that cause low-cycle fatigue to be the predominant factor limiting its useful life. For conventional coiled tubing, downhole bending events associated with wellpath curvature are negligible since the strains generated are orders of magnitude less severe than strains caused by above-ground cyclic bending, and are applied with a very low cycle count.

A new drilling rig is under development that rotates coiled tubing (CT) downhole, reportedly at rates on the order of 20 RPM, resulting in numerous operational benefits. However, rotation will impose additional rotating-bending events in the high-cycle regime as sections of CT pass through regions of high dog leg severity. This paper presents a study of the influence of downhole rotation on the fatigue durability of CT. In this study, fatigue data taken in the high and low cycle regimes from a variety of sources are used to assess the potential high-cycle fatigue damage that may be caused by downhole rotation. The results indicate that the damage is below the endurance limit and thus negligible relative to fatigue damage accumulated from above-ground bend/straighten cycles for conventional CT.

This analysis also took into account another area of potential concern: circumferential abrasion that could occur when rotating coiled tubing contacts with the casing and/or wellbore. Surface roughness factors were estimated and used to modify life estimates. Results still indicate that sub-surface rotation-induced fatigue cycles should not detrimentally influence fatigue life relative to above surface fatigue cycles. Experimental results are presented which validate the conservatism of the assumptions made for surface roughness factors. The results also demonstrate that the abrasion process causes compressive residual surface stresses that somewhat offset the detrimental effect of a rougher surface.

SPE 100108

FIRST FIELD RESULTS FOR EXTENDED-REACH CT-DRILLING TOOL

V. Dagestad, SPE, Statoil ASA; M. Mykkeltvedt, Weatherford Norge A/S; K. Eide, SPE, PI Intervention A/S; and N. Reimers, Tomax A/S

Coiled tubing conveyed drilling and milling operations have over the last years been improved by several new inventions. One such invention is the Anti Stall Tool (AST). The Anti Stall Tool controls the force applied to the bit relative to torsion and prevents the bit from stalling under load. This way the AST technology provides improved operational flexibility and tolerance for abrupt weight transfer typical for operations in extended reach and high angle wells. Statoil has conducted a qualification program involving the new

программу, включавшую проведение новой операции на скважине, и оказалось, что инструмент соответствует выполнению поставленной задаче значительного снижения остановок. Дополнительными преимуществами его являются увеличение срока службы долота и мотора, а также быстрое проникновение. АОИ в настоящий момент находится в ранней коммерческой стадии разработки и насчитывает 8 случаев практического применения. Диаметр инструмента на сегодня варьируется от 3 до 4 3/4 дюйма. Документ подводит итог квалификационной программе и полевым испытаниям.

SPE 100121

НАБЛЮДЕНИЯ ЗА ДЕФЕКТАМИ В КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЕ ПОСРЕДСТВОМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КОНТРОЛЯ

T.P. Макджункин, K.C. Миллер, и C.P. Толл, Idaho Natl. Laboratory

Документ представляет наблюдения за измерением автоматически обнаруживаемых искусственных дефектов в образцах колтубинговой трубы с использованием электромагнитного контроля. Проанализированы шестьдесят шесть дефектов различных форм и типов, начиная от вмятин в 0,30 мм и заканчивая желобками длиной 9,5 мм в трубе диаметром 44,45 мм. Описывается алгоритм обнаружения и автоматически получаемая информация о полученных данных. Обсуждаются наблюдения характеристик и ограничений для определения размера и формы дефектов.

SPE 100129

ОПЕРАЦИИ ОЧИСТКИ СТВОЛА ПРИ ПОМОЩИ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЫ, УПРОЩЕННЫЕ С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИИ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Х.А. Наср-Эль-Дин, М.А. Аль-Анази, и А.А. Балто, SPE, Saudi Aramco, и Р.Ж. Проктор и Р.М. Сале, SPE, BJ Services Co.

Очистка ствола при помощи колтубинговой трубы выполняется уже в течение многих лет, и можно сказать, что эта операция является одной из наиболее распространенных в данной сфере, но до настоящего момента проекты проведения таких операций являлись ничем иным, как методом проб и ошибок. Теперь в наличии специалистов есть достаточное количество информации, чтобы упростить принятие решений, получить надежные технические решения с помощью моделей транспортировки частиц. Методический разработки, использовавшие обширные исследования и математическое моделирование, представлены для проектирования операций очистки специфических стволов скважин в проблемном морском месторождении на Ближнем Востоке. Предоставлены описания о ряде скважин, включая полученные выводы. Выполнялся лабораторный анализ образцов, полученных в ходе очистных операций, для дальнейшей оптимизации и подтверждения правильности выбранного сценария работы. Целью документа является показать важность принятия правильного технического решения с помощью технологии компьютерного моделирования.

invention and has found it to meet the objective of significantly reduced stall-outs. Additional advantages are improved bit and motor life and fast penetration. The AST is now in the early commercial stage with 8 field operations on the record and toolsizes ranging from 3" up to 4 3/4" OD. This document summarises the findings from the qualification program and the first field operations.

SPE 100121

OBSERVATIONS ON CHARACTERIZATION OF DEFECTS IN COILED TUBING FROM MAGNETIC- FLUX-LEAKAGE DATA

T.R. McJunkin, K.S. Miller, and C.R. Tolle, Idaho Natl. Laboratory

This paper presents observations on the sizing of automatically detected artificial flaws in coiled tubing samples using magnetic-flux-leakage data. Sixty-six artificial flaws of various shapes and types, ranging from 0.30 mm deep pits to slots with length of 9.5 mm, in 44.45 mm outer diameter pipe were analyzed. The detection algorithm and the information automatically extracted from the data are described. Observations on the capabilities and limitations for determining the size and shape of the flaws are discussed.

SPE 100129

CHALLENGING WELLBORE CLEANOUTS WITH COILED TUBING MADE EASY WITH COMPUTER MODELING TECHNOLOGY

H.A. Nasr-El-Din, M.A. Al-Anazi, and A.A. Balto, SPE, Saudi Aramco, and R.J. Proctor and R.M. Saleh, SPE, BJ Services Co.

Well bore cleanouts have been performed for many years with coiled tubing and it may be said that the cleanout operation is one of the most routine services performed in the coiled tubing industry; but until recently design was no more than a rule-of-thumb approach. Sufficient information is now available to facilitate informed decisions and achieve reliable engineering solutions, utilizing a sophisticated particle transport model. A methodical thought process, based on extensive research and mathematical modeling, will be presented for designing specific well bore cleanouts in a challenging offshore field in the Middle East. Case histories from a number of wells are documented detailing the conclusions from each. Laboratory analysis was performed on samples collected from the cleanout operations to further optimize and validate the design process. It is the intent of this paper to demonstrate the importance of sound engineering design, aided by comprehensive computer modeling technology.

SPE 100132

ОТДЕЛЬНЫЕ ОПЕРАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЫ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОНЫ ВОДОПРОЯВЛЕНИЙ, ВОССТАНАВЛИВАЮЩИЕ СКВАЖИНУ ДО УРОВНЯ АВТОМАТИЧЕСКИ РАБОТАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

Д.А. Барклай and К. Лавсон, Halliburton, и Б. Маллинс и Б. Кардно, BP plc

Платформа Аметист B1D является небольшой автономной установкой в южном секторе Северного моря, принадлежащем Великобритании. Зимой появилась потребность в колтубинговых услугах в отношении скважины L04, исходя из требований контракта, заключенного на добычу газа и из-за ряда отказов на производственном оборудовании также и на других скважинах. Поскольку эта горизонтальная скважина не функционировала с 1996 года, в распоряжении специалистов имелось весьма ограниченное количество информации о ней.

Документ подробно описывает весь ход операции, начиная с выбора материала для зональной изоляции и оборудования, до подготовки к выполнению операции, потребовавшей большого количества спускоподъемных колтубинговых операций. Проект был разработан для работы на установке с ограниченной площадью палубы и краном грузоподъемностью всего 10 тонн. Для этого было изготовлено и испытано новое оборудование. Испытания проводились на суше для оптимизации процесса монтажа оборудования на установке. Размещение на палубе, подъем, загрузка судна – все было разработано в ходе этих испытаний. Был улучшен проект монтажа и пересмотрены технические характеристики оборудования. Главным в проведении операции была изоляция нижнего обводненного участка заканчивания и изоляция затрубного пространства, находящегося без опоры, для предотвращения попадания воды из нижней части скважины. Это потребовало использования надувных пробок и пакеров, а также соответствующего материала для зональной изоляции. Документ подробно описывает информацию, полученную в ходе планирования, выполнения и после окончания работ. Опыт включает аспекты логистики в отношении операции. Скважина была возвращена в состав действующих после изоляции зоны водопроявлений и в настоящий момент является частью реального потенциала Аметиста.

SPE 100139

ГИДРАВЛИЧЕСКИ УСТАНОВЛИВАЕМАЯ ПРОБКА И ПОСЛЕДУЮЩЕЕ ИЗВЛЕЧЕНИЕ ЕЕ ПРИ ПОМОЩИ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЫ УВЕЛИЧИВАЕТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТ В БАРНЕТТ ШЭЙЛ

И.М. Блантон, SPE, и Г. Макензи, SPE, Baker Oil Tools

В среднем каждая скважина в Барнетт Шэйл Плей будет иметь от 5 до 10 горизонтальных участков. Каждый участок прошел операцию перфорирования и гидроразрыва при помощи 500.000-1.000.000 галлонов воды с небольшой добавкой несшитого полимера, предшествующую изоляции, чтобы повторить операцию на следующем участке. До работ, далее описанных в документе, пакеры для гидроразрыва из композитного материала были спущены в горизонтальный участок ствола посредством каната и трактора. Показав определенный успех в выполнении операции, система имела некоторые ограничения

SPE 100132

STANDALONE COILED-TUBING WATER-SHUTOFF OPERATIONS REINSTATE WELL ON A NORMALLY UNATTENDED INSTALLATION

D.A. Barclay and K. Lawson, Halliburton, and B. Mullins and B. Cardno, BP plc

The Amethyst B1D platform is a small normally unattended installation (NUI) in the southern sector of the U.K. North Sea. A coiled tubing (CT) intervention was required on well L04 during the winter because of gas contract demands and a combination of failures on production facilities and other wells. As this horizontal well had not produced since 1996, only limited well data was available.

This paper details the entire operation, from the choice of zonal isolation material (ZIM) and the equipment selection to the preparation for the multiple run CT intervention. The intervention design was tailored to operate within the operating environment of an installation with limited deck space, compact facilities, and only a 10-ton crane lift capacity. New equipment was manufactured and tested in the provision of this solution. Trials were performed onshore to optimize the rig up. Deck layouts, lifting, and boat loading plans were generated as a result of these trials. The rig up design was improved, and the equipment specifications were reviewed. The basis of the actual intervention was to shut off the watered-out lower completion and isolate the unsupported annulus to prevent water from coning up from the toe of the well. This required the use of inflatable plugs and packers and the placement of a suitable ZIM. This paper details the knowledge gained during the planning, operational, and post job phases. This knowledge includes the importance that the logistical aspects provided to the intervention. The well was put on production following the water shutoff operation and is now part of Amethyst potential.

SPE 100139

HYDRAULIC PUMP-DOWN FRAC PLUG AND SUBSEQUENT COILED-TUBING REMOVAL INCREASES CLIENT EFFICIENCY IN BARNETT SHALE

E.M. Blanton, SPE, and G. Mackenzie, SPE, Baker Oil Tools

On average each well within the Barnett Shale play will produce from five (5) to ten (10) horizontal zones. Each zone is perforated and fractured with between 500,000 and 1,000,000 gallons of slickwater prior to isolation in order to repeat the process on the next zone. Previous to the methodology further described within this paper, the composite material frac plugs were deployed into the horizontal section of the wellbore by means of electric wireline and a tractor system. While proving successful, this system did have limitations with respect to time and ultimately

по времени и экономической целесообразности, особенно если учитывать среднее количество зон, которым была необходима временная изоляция.

Документ описывает метод улучшения системы, используемый большинством операторов там, где применялась гидравлически спускаемый пакер. Эта временный пакер для обсаженных стволов может перемещаться в скважине со скоростью 200 футов в минуту при интенсивности наземного насоса менее 10 баррелей в минуту. Спускаемая КНБК состоит из гидравлического пакера, кабельного адаптера, кабельного узла контролирующего давления, 2 комплекта перфораторов и головки перфоратора. После успешного проведения изоляции и гидроразрыва, пакер удаляется из ствола скважины, из среды с отрицательным перепадом давления, посредством фрезеровального узла колтюбинговой колонны. Так же пакеры удаляются обратным поворотным узлом, использующим 2 7/8 дюймовую трубу и 4 3/4 дюймовую вогнутую фрезу с 5-ю лезвиями.

Документ показывает, как развитие и использование этого метода значительно увеличило эффективность заканчиваний в Барнетт Шэйл Плей путем потенциального снижения продолжительности операции на 50% в зависимости от глубины участка. Затраты клиента значительно уменьшились не только из-за экономии времени, но также из-за отсутствия необходимости в электрическом кабеле и тракторе.

SPE 100140

ТРУДНОСТИ В ПЛАНИРОВАНИИ, УСТАНОВКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ БУРОВОГО КОЛТЮБИНГОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПЛАТФОРМЕ В СЕВЕРНОМ МОРЕ

М. Тэггарт, SPE, BJ Services Co., и Ж.А. Кинг, SPE, Shell U.K. Ltd.

Колтюбинговое бурение во многих местах, особенно в западной Канаде, является уже общепринятым явлением. Однако в Северном море практика его применения пока не стала столь традиционной. Правда, в 1999 были выполнены два проекта колтюбингового бурения на платформе, принадлежащей Великобритании, в Северном море, и с той поры прошло уже более 4-х лет.

В результате постоянно удерживающейся высокой цены на нефть, операторы в Северном море ищут методы бурения боковых стволов в существующих скважинах для доступа к изолированным или «скрученным» нефтяным коллекторам. Состояние некоторых буровых установок на Северном море таково, что они нуждаются в значительных финансовых вливаниях, чтобы обеспечить возможность традиционного бурения. Колтюбинговое бурение является альтернативой, которая позволяет оператору обеспечить доступ к этим коллекторам без необходимости в повторной сдаче в эксплуатацию бурового оборудования.

Крайне низкий уровень проведения буровых колтюбинговых мероприятий в Объединенном Королевстве привел к возникновению трудностей, с которыми столкнулись сервисные компании при поставке подходящего оборудования и опытного персонала для безопасного и эффективного управления и выполнения операций колтюбингового бурения. Документ описывает проблемы и способы их решения, разработанные при проведении последних буровых работ на платформе Ганнет 'А', расположенной в центральной части Северного моря. В дополнение к вышеупомянутым вопросам, в нем описываются некоторые новые технологии и оборудование, использованные при колтюбинговом бурении на месторождении Ганнет.

economics especially considering the average number of zones per well that required temporary isolation.

This paper will describe a system method improvement being utilized by most operators in the play whereby a Hydraulic Pump-Down Frac Plug is utilized. This cased hole temporary plug can be 'displaced' into the well at speeds of up to 200 feet-per-minute with surface pump rates of less than 10 barrels-per-minute. The BHA that is run consists of the Hydraulic Pump-Down Frac Plug, Wireline Adapter Kit, Wireline Pressure Setting Assembly, 2 sets of perforating guns and a firing head. After successful isolation and fracturing, the plugs are removed from the well bore in an under balanced environment by means of a coiled tubing milling assembly. The plugs have also been removed by reversing units utilizing 2-7/8" tubing and a 4-3/4" 5-bladed concave mill.

This paper will show how the development and use of this methodology has greatly increased the efficiency of completions within the Barnett Shale play by a potential reduction in time of 50% depending on the zone depth. The client costs have been significantly reduced not just in terms of time savings but also when the removal of the requirement for electric wireline with tractor systems is taken into account.

SPE 100140

CHALLENGES IN PLANNING, INSTALLATION, AND OPERATION OF COILED-TUBING DRILLING EQUIPMENT ON A NORTH SEA PLATFORM

М. Taggart, SPE, BJ Services Co., and J.A. King, SPE, Shell U.K. Ltd.

Coiled-tubing drilling (CTD) is a well-established, common application in some areas, particularly Western Canada. However this practice has not grown to similar activity levels in the North Sea. Two CTD projects have been carried out on UK North Sea platforms since 1999 and it is over 4 years since the most recent operation.

As a result of the sustained high oil price, North Sea operators are looking for methods of sidetracking existing wells to access isolated or stranded oil reserves. The condition of some North Sea drilling rigs is such that a significant financial investment is required if they are to return to conventional drilling. CTD is one option that enables operators to access these reserves, without the need to recommission the original drilling facility.

The extremely low activity levels of CTD in the UK has led to the challenge faced by service companies of supplying suitable equipment and experienced personnel, to safely and effectively manage and perform a CTD operation. This paper discusses the challenges faced and some solutions developed for a recent CTD operation carried out on the Gannet 'A' platform, located in the Central North Sea. In addition to the challenges mentioned above, to deliver a successful well, several new technologies and equipment were incorporated into the application of CTD to the Gannet field.

SPE 100141

АНАЛИЗ ПОТОКА «БАРАБАН-ИНЖЕКТОР» С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ВЫЧИСЛЕНИЯ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

М.Б. Бэйли, И. Бланко, и Р.С. Росин, Halliburton

До настоящего времени поток жидкости, проходящий через колтюбинговую трубу, обсуждался только в теории, либо на уровне идеи. С помощью нового программного обеспечения для вычисления газодинамических процессов стало возможным понимание модели потока жидкости в колтюбинговой трубе. Документ описывает более полное исследование многочисленных компонентов колтюбинговой колонны и их воздействие на поток.

Был выполнен анализ индивидуальных компонентов или отдельных систем, но сочетание этих систем может повлиять на весь результат. Более ранний анализ имитировал прямой участок трубы, проходящей через гусек. Этот анализ предполагал полностью развитый поток, входящий в прямой участок трубы. Основанный на результатах исследований промышленного консорциума, поток в прямой колтюбинговой трубе, спускающейся с направляющей, не может быть полностью развитым. Для расширения исследования действующей полномасштабной модели колтюбинговой колонны в настоящем исследовании были включены дополнительные участки колонны. В модель будет включен феномен потока жидкости с барабана и его воздействие на проток в прямом участке трубы между барабаном и направляющей. Результат может показать воздействие на центробежные силы и феномен модели протока, который, как ранее предполагалось, вызывал эрозию. Полученный результат может помочь в понимании принципов эрозии, включая перемещение и движение частиц песка.

SPE 100143

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ГИДРОРАЗРЫВА ПРИ ПОМОЩИ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЫ, УВЕЛИЧИВАЮЩЕГО ДОБЫЧУ

Л.Д. Фасселл, Halliburton; Ж.Р. Редферн, KCS Energy Inc.; и И.Ж. Маршалл, Halliburton Co.

Применение нового метода гидроразрыва при помощи колтюбинговой трубы осуществлялось на месторождении Эль Гров в Боссир, Париж, Луизиана. Новый метод позволил эффективно интенсифицировать все потенциально продуктивные интервалы. По сравнению с традиционными методами интенсификации, новый метод показал лучшие результаты в обеспечении устойчивой добычи.

SPE 100144

РАЗРАБОТКА ТРЕХМЕРНОЙ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЫ/ЛУБРИКАТОРА

С. Аднан и А.С. Женг, Schlumberger, и И. Чен, JC Engineering Services

Документ описывает трехмерную математическую модель для системы трубы/лубрикатора, подвергаемой внешним нагрузкам. Такие эффекты, как вес бурового раствора, внутреннее давление

SPE 100141

REEL-TO-INJECTOR FLUID-FLOW ANALYSIS USING CFD SOFTWARE

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

Until recently, fluid flow through coiled tubing (CT) was only discussed as a theory or an idea. With the aid of some sophisticated new software technology, Computational Fluid Dynamics (CFD), an understanding of the actual flow patterns of fluids in CT is now possible. This paper discusses a more complete study of multiple CT string components and their effect on fluid flow.

Analysis of individual components or systems has been performed, but combining systems can change the outcome of the results. Previous analysis simulated a straight section of tubing running through a tubing guide. This analysis assumed fully developed flow entering the straight section of tubing. Based on results of an industry consortium, the flow into the straight tubing coming off the reel may not be fully developed. To expand the study of the actual full-scale model of a CT string, in this study, additional portions of the string will be included. The fluid-flow phenomenon from the reel and its effect on the flow path in the straight section of the tubing between the reel and tubing guide will be incorporated into the model. The results could affect the centrifugal forces and flow-path patterns previously thought to affect erosion. Results generated from these studies could help in understanding erosion principles, including sand particle migration and movement.

SPE 100143

APPLICATION OF COILED-TUBING FRACTURING METHOD IMPROVES FIELD PRODUCTION

L.D. Fussell, Halliburton; J.R. Redfearn, KCS Energy Inc.; and E.J. Marshall, Halliburton Co.

Application of a new coiled tubing assisted fracturing method (CTFM) has been implemented in the Elm Grove Field in Bossier Parish, Louisiana. The new method has allowed all potential pay intervals to be efficiently stimulated. As compared with traditional methods of stimulation, the new method has resulted in better sustained production.

SPE 100144

ON THE DEVELOPMENT OF A THREE-DIMENSIONAL MODEL FOR A COILED-TUBING/RISER SYSTEM

S. Adnan and A.S. Zheng, Schlumberger, and Y. Chen, JC Engineering Services

This paper establishes a three-dimensional mathematical model for a tubing/riser system subjected to external loadings. Effects such as mud weights, internal pressure in

в трубе и затрубном пространстве, усилие кабеля – все включено в модель. Происхождение математической модели основывается на принципах теории стабильности балки-стойки, которая привела к нескольким обыкновенным дифференциальным уравнениям с нагрузкой и объемом в качестве функций осевого размещения лубрикатора. После определения системы уравнений, оставшаяся часть статьи посвящена разработке численных алгоритмов для решения уравнений с граничными условиями. Уравнения переработаны в виде уравнений с двумя граничными величинами. Измененные алгоритмы квазилинеаризации вместе с методом частного решения использовались для поиска численного решения для численных алгоритмов решения уравнений с граничными условиями. Результаты этих алгоритмов сравниваются с полученной программой метода конечных элементов для проверки достоверности математической модели и точности численного алгоритма.

SPE 100145

КОЭФФИЦИЕНТ ТРЕНИЯ ДВУХФАЗНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ЭКСЦЕНТРИЧНОГО ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА В КОЛТЮБИНГОВЫХ ОПЕРАЦИЯХ

С. Омарлы и М.Е. Ожбайоглы, Middle East Technical U.

Явление потока газожидкостной смеси часто встречается в ходе выполнения колтубинговых операций, особенно при бурении с отрицательным перепадом давления. В стволе скважины у потока более сложная геометрия течения, чем в трубе. Определение потерь давления является главной задачей для определения требований к гидравлической системе, эффективности очистки ствола и эффективности бурения. Наиболее часто используемые механические модели разработаны для двухфазного потока в трубе, и концепция гидравлического диаметра широко применяется для адаптации затрубной геометрии к потоку в трубе. Однако, в случае двухфазного потока через полностью эксцентричное горизонтальное затрубное пространство, сложность геометрии сочетается со сложной физикой двухфазного потока. В настоящем документе корреляция коэффициента трения предлагается для расчета потерь давления в двухфазных системах через полностью эксцентричное горизонтальное затрубное пространство. Данные, использованные в настоящем исследовании, включая перепад давления, интенсивность потока, температуру и модели потока получены при помощи METU-PETE-CTFL многофазной петли потока. Полученная информация проанализирована, и при помощи статистических методов получены коэффициенты трения как для рассмотрения различных структур потока, так и для игнорирования структур потока. Результаты показали, что предлагаемый коэффициент трения для обеих методологий может установить фрикционные потери давления с точностью менее 7% для всех случаев. Точность и простота предлагаемой методики обеспечивают многообещающее решение для оценки фрикционной потери давления двухфазного потока в горизонтальных участках колтубинговой трубы.

the tubing and annulus, and cable forces are all included in the model. The derivations of the mathematical model are based on principals of beam-column stability theory, which lead to a set of ordinary differential equations with the loading and displacements as functions of the axial location of the riser. With the system equations established, the rest of the paper is devoted to the devise of a numerical algorithm to solve the equations with boundary conditions imposed. The problem is re-casted as two points boundary value problem (TPVBP). Modified Quasilinearization Algorithms (MQA) together with Method of Particular Solution (MPS) are employed in the search of numerical solution for the TPVBP. Results from these algorithms are compared to those obtained from commercial finite element program to verify the validity of the mathematical model and accuracy of the numerical algorithm.

SPE 100145

FRICITION FACTORS FOR TWO-PHASE FLUIDS FOR ECCENTRIC ANNULI IN CT APPLICATIONS

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

The gas-liquid flow phenomenon is frequently encountered during Coiled Tubing (CT) applications, especially in underbalanced drilling. In the wellbore, the flow takes place in more complex geometry than pipe flow. The determination of the pressure losses is the major concern prior to estimate the hydraulic system requirements as well as hole cleaning efficiencies and the drilling performances. The most commonly used mechanistic models are developed for twophase pipe flow and the hydraulic diameter concept is generally applied to adapt the annular geometry to pipe flow. However, in case of two-phase flow through fully eccentric horizontal annuli, the complexity of the geometry couples with the difficulty of the physics of two-phase flow. In this study, friction factor correlations are proposed in order to calculate the pressure losses of two-phase systems flowing through fully eccentric annuli. The data used in this study, including pressure drop, flow rates, temperature and flow patterns, is obtained using the METU-PETE-CTFL multiphase flow loop. The collected data is analyzed and using statistical methods, friction factors are obtained both for considering different flow patterns as well as ignoring the flow patterns. The results showed that, the proposed friction factors for both methodologies could estimate the frictional pressure losses with an accuracy of less than 7% for all cases. The accuracy and the simplicity of the proposed methodology provide promising solutions to frictional pressure loss estimations of two-phase flow at the horizontal sections of CT.



SPE 100146

ОПТИМИЗАЦИЯ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИ ПОМОЩИ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТУБЫ ПУТЕМ ОТСЛЕЖИВАНИЯ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ МНОГОЭТАПНОЙ ЖИДКОСТИ

А.С. Женг, Р. Бахер, и М. Аллкорн, Schlumberger

Во время кислотной обработки, проводимой при помощи колтубинговой трубы, различные жидкости в определенной последовательности закачиваются через колтубинговую трубу для создания оптимизированных скважинных условий для обработки ствола. Обычно до того, как колтубинговая труба достигнет необходимой зоны в ходе операции спуска, нейтральная жидкость может закачиваться в колтубинговую трубу для циркуляции. При достижении зоны обработки, график закачки (такой, как предварительная закачка, обработка жидкости после проведения операции) может использоваться для полноценной обработки скважины. В ходе выполнения работ оператор так же может двигать колтубинговую трубу (или спускать ее в скважину, или извлекать) пока закачиваются многофазные жидкости. Желательно отслеживать движение многоэтапной жидкости внутри колтубинговой трубы для оптимизации обработки. Документ представляет новую технологию для отслеживания ступенчатых жидкостей внутри колтубинговой трубы. Он включает измерения, проводимые на поверхности и в скважине в реальном времени, моделирование жидкости и газа, расчет фрикционного падения давления в колтубинговой трубе. Новая технология позволяет операторам оптимизировать скорость спуска колтубинговой трубы и интенсивность закачки на поверхности для создания в скважине необходимых условий. Наличие информации о многоэтапных жидкостях так же открывает возможность оценки обработки в реальном времени. Представлено несколько практических операций для демонстрации эффективности новой технологии.

SPE 100147

АНАЛИЗ ВОЗДЕЙСТВИЯ ЭКСЦЕНТРИЧНОСТИ ХАРАКТЕРИСТИК ЗАТРУБНОГО ПОТОКА НЕНЬЮТОНОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДА КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

М.Е. Ожбайоглы и С. Омарлы, Middle East Technical U.

Одной из наиболее сложных задач в нефтяной промышленности является характеристика поведения неньютоновских жидкостей в эксцентричном затрубном пространстве. Было предложено много эмпирических и полуэмпирических подходов, которые пытались решить эту проблему. Предложено небольшое количество аналитических методов, однако их результаты нельзя назвать многообещающими. Настоящее исследование стремится подойти к решению проблемы, используя метод конечных элементов, который получил популярность при развитии компьютерных технологий. Определяя типичный диаметр ствола скважины, часто встречаемый при проведении колтубинговых работ, были испытаны три различных неньютоновских жидкости в трех различных эксцентричных условиях. Для повышения точности результатов были использованы различные типы ячеек конечных элементов. Результаты метода конечных элементов сравнивались с различными традиционными методами и с экспериментальными данными, которые были представлены в литературе. Результаты показали, что с ростом эксцентricности метод конечных элементов может определить фрикционные потери давления точнее, чем традици-

SPE 100146

OPTIMIZATION OF COILED-TUBING ACIDIZING THROUGH REAL-TIME STAGED FLUID TRACKING

A.S. Zheng, R. Bucher, and M. Allcorn, Schlumberger

Abstract In coiled tubing acidizing, a variety of fluids are pumped through coiled tubing in certain sequence to create the optimized downhole condition to treat the wellbore. Typically, prior to the coiled tubing reaching the target treatment zone, a neutral fluid may be pumped into coiled tubing during running-in-hole (RIH) for circulating purpose. Once at the targeted treatment zone, a pumping schedule (such as pre-flush, treating and postflush fluids) may be used to treat the wells. During the operations, the coiled tubing operator may also move the coiled tubing (either running-in-hole or pulling-out-of-hole) while staged fluids are being pumped. It is desirable to track the movement of staged fluids inside coiled tubing to optimize the treatment. This paper presents a new technology to track the movement of stage fluids inside coiled tubing. It includes real time surface and downhole measurements, fluid and gas modelings and friction pressure drop calculation along coiled tubing. This new technology allows operators to optimize coiled tubing running speed and surface pumping to create the desired action downhole. The availability of staged fluids information downhole also opens the possibility for real time treatment evaluation. Several field job cases are reviewed to demonstrate the effectiveness of this new technology.

SPE 100147

ANALYSIS OF THE EFFECT OF ECCENTRICITY ON FLOW CHARACTERISTICS OF ANNULAR FLOW OF NON-NEWTONIAN FLUIDS USING FINITE ELEMENT METHOD

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

One of the most difficult tasks in petroleum industry is to characterize the behavior of non-Newtonian fluids flowing through eccentric annulus. Many empirical and semi-empirical approaches have been introduced which attempt to solve this problem. Also, there are few analytical methods proposed, however, the performance of them were not promising. This study aims to approach the problem using finite element method (FEM), which became popular lately due to the developments of the computer technology. Defining a typical wellbore size commonly encountered in CT applications, three different non-Newtonian fluids were tested at three different eccentricities. Different FE mesh types were used to increase the accuracy of the results. The FEM results were compared with different conventional methods as well as experimental results which were available in the literature. The results showed that, as the eccentricity is increased, FEM can estimate the frictional pressure losses more ac-

онные методы. Наблюдалось, что с ростом эксцентricности фрикционные потери давления снижаются при условии сохранения других параметров неизменными. Более того, профиль скорости в стволе скважины может быть легко определен, что является очень важным для определения эффективности действия раствора для очистки ствола.

SPE 100149

ВОПРОСЫ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ В ХОДЕ КОЛТЮБИНГОВЫХ ОПЕРАЦИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ПАННА, ЗАПАДНАЯ ИНДИЯ

С.В. Кейл и П.Ж. Проктор, BJ Services Co., и С.К. Палиуол и С.К. Наяк, BG E&P India Ltd.

Колтюбинговые операции выполняются с заканчиванием, установленным в боковом участке скважин Панна, в Западной Индии, на море.

Документ описывает процесс анализа и вопросы, возникшие в ходе выполнения работ. Также в документе представлена операция, выполненная для упрощения входа в боковой ствол. Документ сравнивает моделируемый и действительный вход колтюбинговой трубы в каждой скважине. Приведены иллюстрированные примеры выполнения операций.

В настоящем документе показан тщательно спланированный процесс. В документе также обсуждаются специфические примеры, где был успешно использован инструмент для включения КНБК, вместе с необходимыми данными для успешного выполнения анализа.

Для описания сложностей документ группирует заканчивания Панна в три категории: необсаженная, необсаженная с хвостовиком и обсаженная скважина с увеличивающимися в диаметре пакерами. В заканчивании установлены выдвижные гильзы для проведения работ с выбранными участками скважины, и необходим спуск колтюбинговой трубы для управления этими выдвижными гильзами.

Трудности, связанные с проведением работ, сгруппированы по критериям логистики или окружающей среды.

Документ делает акцент на сложностях технической конструкции и процессе анализа для определения возможности будущих операций со стволом скважины.

Чтобы увеличить процент успешных операций, авторы рекомендуют проектировать каждую скважинную операцию при помощи результатов предшествующих операций. Таким образом, увеличивается вероятность успешного проведения операции.

SPE 100157

СТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ВЫПОЛНЕННАЯ ПРИ ПОМОЩИ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩАЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ЗАКАНЧИВАНИЯХ НОВЫЕ ПОДХОДЫ К МНОГОСТАДИЙНЫМ ОПЕРАЦИЯМ ГИДРОРАЗРЫВА

Б.В. Макдениел, И.Ж. Маршалл, Л.Е. Ист, и Ж.Б. Сурьяатма-
дья, Halliburton

Применение горизонтальных заканчиваний в пластах с низкой проницаемостью продолжает распространяться в глобальных масштабах. Либо из-за повреждения пласта, либо из-за гетеро-

curately than conventinal methods. It is observed that, as the eccentricity is increased, frictional pressure loss is decreased, if all the other parameters are kept constant. Moreover, the velocity profile across the wellbore can easily be determined, which is very important to identify the hole cleaning performance of a fluid.

SPE 100149

OPERABILITY CHALLENGES DURING COILED-TUBING (CT) WELL INTERVENTION: PANNA FIELD CASE HISTORIES FROM WESTERN INDIA OFFSHORE

S.V. Kale and R.J. Proctor, BJ Services Co., and S.K. Paliwal and S.K. Nayak, BG E&P India Ltd.

Coiled Tubing (CT) applications are performed to intervene in completions installed in the lateral section of Panna wells in Western India Offshore.

The paper discusses the analysis process and the challenges during CT well interventions. Work done to improve CT entry in the lateral section is also discussed in the paper. The paper compares simulated CT entry against the actual reach in each well. Illustrative examples of the actual field data are presented as case histories.

The process is elaborated in this paper. The paper also discusses specific examples where application of tools to excite the BHA was attempted with success, along with the resources needed to accomplish the analysis process effectively.

To describe the challenges this paper groups Panna completions in three categories; open hole, open hole with tail pipe and cased hole with swell packers. Sliding sleeves to operate selective sections of the well are installed in the completion and CT entry to operate the sliding sleeve is imperative.

The operational challenges are grouped as either logistical or environmental.

The paper focuses on technical design challenges and analysis processes to determine the feasibility of future well intervention.

To improve operational success the authors recommend that each intervention campaign be engineered utilizing the results from the previous operations. This increases the likelihood of successful interventions.

SPE 100157

CT-DEPLOYED HYDRAJET PERFORATING IN HORIZONTAL COMPLETIONS PROVIDES NEW APPROACHES TO MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING APPLICATIONS

B.W. McDaniel, E.J. Marshall, L.E. East, and J.B. Surjaatmadja, Halliburton

The application of horizontal completions in lower-permeability formations is continuing to proliferate on a global scale. Caused either by formation damage issues

генной природы многих подобных коллекторов, скважины будут демонстрировать более низкую производительность по сравнению с начальными прогнозами интенсификации коллектора. Это приведет к возникновению потребности для достижения уровня экономически эффективной добычи в эффективной интенсификации методом гидроразрыва во многих скважинах. Горизонтальные заканчивания в коллекторах с умеренной и низкой проницаемостью требуют ограничения затрат, что редко обеспечивает использование проверенных традиционных методов, таких, как цементное заканчивание, селективный гидроразрыв многочисленных участков с изоляцией мостовыми пробками и многочисленными спускоподъемными операциями для выполнения перфорации. Некоторые новые методы, которые применяются при решении этих проблем, требуют дорогостоящей скважинной «аппаратуры», а так же увеличивается риск того, что хвостовик и аппаратура будут полостью спущены на установленную глубину. При использовании некоторых методов оператор должен допускать уменьшенный диаметр заканчивания, что позже может привести к уменьшению дебита или же будет препятствовать проведению капитального ремонта. Увеличенные затраты и риск необходимо учитывать до начала проведения операции гидроразрыва.

Документ описывает новый подход к управляемому размещению многостадийного гидроразрыва без риска, связанного с использованием пакеров или мостовых пробок. Путем использования метода струйной перфорации, с непосредственным последующим гидроразрывом, через затрубное пространство, оператор может использовать более дешевые (и связанные с меньшим риском) заканчивания с эксплуатационной колонной-хвостовиком, и отлаживать таким образом решение выбора места для перфорации. При закачке раствора для гидроразрыва по затрубному пространству колтюбинговой трубы и обсадной колонны допустимая интенсивность гидроразрыва может быть выше, чем при технологиях, использующих спуск трубы. Итоговые затраты на проведение интенсификации значительно снижаются благодаря возможности проведения большого числа перфораций/гидроразрыва в один и тот же день. Даже если необходимо более одного дня на завершение интенсификации всех желаемых участков в боковом стволе, потребуется всего один спуск колтюбинговой трубы, одна мобилизация насосного оборудования и монтаж, что улучшит экономическую целесообразность проведения операции по сравнению с традиционными методами. Традиционным преимуществом является снижение вероятности чрезмерного количества трещин или искривления, что часто встречается при проведении перфорации при помощи взрывных зарядов.

SPE 100161

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИГНАЛОВ МАГНИТНОГО ПОТОКА РАСЧЕТНЫХ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ДЕФЕКТОВ В СТАЛИ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЫ

В.С. Брайденгал, Г.Е. Ларин, С.М. Типтон, и Р.К. Стнели, Университет г.Талса

Основной характеристикой при рассмотрении колтюбинговой трубы является ее износ от усталостных нагрузок в ходе ежедневных работ. Также жесткие условия нефтяных месторождений часто приводят к коррозии и прочим механическим повреждениям поверхности. Так как усталость является явлением поверхности, необходимость проверок поверхности имеет важное значение для определения механизмов усталостного повреждения. Документ

or the very heterogeneous nature of many such reservoirs, actual wells will underperform when compared to original predictions from reservoir simulations. This will continue to result in a need for effective hydraulic-fracturing stimulations for many of these wells to reach economic production levels. Horizontal completions in moderate- to low-permeability reservoirs present the challenge of cost constraints that seldom allow the use of long-proven methods such as cemented completions and individual-fracturing of numerous zones with bridge plug isolation and multiple perforating runs. Some new methods being applied to overcome this problem require expensive downhole "jewelry" and some added risks that the liner and jewelry can be entirely run to the predetermined depth. In some methods, the operator must also accept reduced completion IDs that can later restrict production rates or hinder workover operations. These increased costs and risks must be accepted even before the actual fracturing treatments are attempted.

This paper will discuss a new approach to controlled placement of multiple-stage fracturing treatments without the risks involved with packers or bridge plugs. By implementing a coiled tubing (CT) deployed hydramjet-perforating method, immediately followed by a fracturing treatment pumped down the annulus, the operator can use lower cost (and lower risk) liner completions, and delay the decision of selecting exactly where the perforated sections should be placed. In many cases, the final decisions on placement of the next perforated location can even be delayed until after the wellbore displacement of the preceding fracturing stage. By pumping the fracturing fluid slurry down the annulus of the CT and the casing the allowable frac rates can be higher than with tubing-deployed techniques. The total stimulation related costs are greatly reduced by being able to perforate/frac multiple times within the same day. Even where more than one day is required to complete the stimulation of all desired locations along the lateral, only one CT intervention and one pumping service company mobilization and rig-up will be needed, which will still improve the job economy over conventional methods. An additional benefit includes a reduction in the potential for excessive multiple fractures or near-wellbore tortuosity encountered with explosive charge perforating.

SPE 100161

THE USE OF FINITE-ELEMENT-CALCULATED MFL SIGNALS TO STUDY CHARACTERIZATION OF DEFECTS IN STEEL COILED TUBING

W.C. Breidenthal, G.E. Larin, S.M. Tipton, and R.K. Stanley, U. of Tulsa

A primary consideration with coiled tubing (CT) is that it is consumed by fatigue loading during routine operations. Also, rugged oilfield conditions routinely lead to corrosion and other mechanical surface damage. Since fatigue is a surface phenomenon, the presence of a surface imperfection has a significant influence on fatigue damage mechanisms. This paper describes

описывает исследование сигналов рассеяния магнитного потока, вызванных дефектами поверхности в форме кольцевых выемок в стали колтюбинговой трубы.

Целью исследования является идентификация и определение размера поверхностных повреждений по их влиянию на характеристики сигнала рассеяния магнитного потока. Показано, что метод значительно усовершенствован использованием анализа конечных элементов. Конечной целью является точное измерение повреждения поверхности сигналом рассеяния магнитного потока. Эти размеры используются в компьютерных моделях, прогнозирующих срок службы колтюбинговой колонны.

Осесимметричная модель анализа метода конечных элементов разработана и использовалась для расчета плотности магнитного потока для фрезерованных круглых и квадратных выемок в образцах колтюбинговой трубы диаметром 1,75 дюйма, с толщиной стенки 1,56 дюйма, сорт – 90 psi. Результаты метода анализа конечных элементов сравниваются с осевыми и радиальными сигналами рассеяния магнитного потока, полученных при помощи экспериментальной измерительной установки. Далее сигнал сопоставляется с известной формой дефекта для определения моделей распознавания формы повреждений для различных кольцевых выемок. Сигнал содержит различительные характеристики качественного и количественного содержания для характеристик размеров повреждения.

Существует потребность в том, чтобы сделать процесс принятия решений управлением колонны более надежным и автоматизированным для определения остаточного срока службы трубы. Трудность состоит в том, что из-за собственных методов рассеяния магнитного потока неточностей, возможность достоверной оценки повреждений и их характеристик в реальном времени ограничена.

SPE 100163

МНОГОЦЕЛЕВАЯ НАСАДКА, СПУСКАЕМАЯ НА КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЕ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ОЧИСТКИ ОТ ПЕСКА И ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ ЗА ОДНУ СПУСКОПОДЪЕМНУЮ ОПЕРАЦИЮ: НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ, ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

С.В. Ученду, О.О. Аволеке, и С.П. Ровланд, SPE, BJ Services Co., и Ф.О. Ндинемуну, SPE, Total

Операции на скважинах, требующих комбинированной операции по очистке от песка и кислотной обработки, регулярно осуществляются КНБК с применением различных насадок в ходе операции, требующей несколько спускоподъемов. Это особенно справедливо для заканчиваний, забитых песком. Нормальным было бы использовать стандартную насадку для промывки и для кислотной обработки/очистки от песка, либо переключаемые насадки для очистки от песка, извлечения, и затем спуска вращающейся гидромониторной насадки для кислотной обработки. Однако предыдущий сценарии не являются оптимальными, так как стандартные промывочные насадки неэффективны против осадков на фильтре/отложений, что в некоторых ситуациях может потребовать проведения действительно дорогостоящих операций.

Документ описывает использование специальной насадки, которая генерирует «вихрь» или быстровращающуюся массу жидкости в трубном заканчивании/необсаженной скважине. Скорость нагнетания и скорость вращения обычно превышает 460 футов в секунду и 8000 об/мин. соответственно. Из-за специально разработанной внутренней направляющей потока, насадка увлекает за собой

the study of magnetic flux leakage (MFL) inspection signals caused by surface defects in the form of milled circumferential grooves in steel CT.

The focus of the investigation is to identify and estimate the size of surface defects based on characteristic MFL signal features. It is demonstrated that this effort is greatly enhanced by finite element analysis (FEA). The ultimate objective is to accurately extract surface flaw dimensions from conventional MFL signals. These dimensions are used in computer CT life prediction models.

An axisymmetric FEA model is developed and used to calculate leakage flux density solutions for milled circular and rectangular shaped grooves in 1.75" O.D. x 0.156" W.T., 90-ksi CT samples. FEA results are compared to axial and radial MFL signals measured with an experimental inspection unit. Favorable agreement is observed between experimental and FEA data. Furthermore, signal features are correlated with the known slot geometries to identify basic geometry recognition patterns for different circumferential grooves. Signal features reveal qualitative and quantitative trends relative to surface flaw dimensional characteristics.

The need persists to make the operator's string management decision-making process more reliable and automatic with respect to determining fatigue life expectancy. The obstacle here is that due to the inherent inaccuracies in commonly used MFL inspection techniques, there is limited reliable real-time flaw evaluation and characterization capability.

SPE 100163

CT-DEPLOYED MULTIPURPOSE NOZZLE FOR EFFECTIVE SAND-CLEANOUT AND ACIDIZING OPERATIONS IN A SINGLE TRIP: INJECTOR WELLS CASE HISTORIES

C.V. Uchendu, O.O. Awoleke, and S.P. Rowland, SPE, BJ Services Co., and F.O. Ndinemenu, SPE, Total

Wells requiring combined sand clean out and acidizing operations have been routinely treated using BHA's containing different nozzles in multiple trip operations. This is especially true for sanded-up completions. The normal scenario would be to use a standard wash nozzle for both acidizing/sand cleanout operations or to use a switchable nozzle for the sand clean-out, POOH and then run a rotating jetting nozzle (for acidizing). However, the former scenario would not be optimal because standard washing nozzles are not effective against filter cakes / scale and the latter alternative might be in some situations an over-kill leading to really expensive operations.

This paper describes the use of a specialized nozzle that generates a 'vortex' or a fast swirling mass of fluid in the completion tubulars/open hole. Jet velocities and rotational speeds commonly exceed 460 ft/sec and 8000 rpm, respectively. Because of a specially designed internal flow guide, this nozzle entrains debris and

деbris, а также обеспечивает улучшенное сцепление и выброс по сравнению с традиционными гидромониторными насадками. Двойная функциональность насадки делает ее особенно привлекательной для использования в операциях, сочетающих кислотную обработку и промывку нагнетательных скважин. Эта насадка не имеет движущихся частей или резиновых уплотнений, таким образом смешивающиеся фазы жидкости не могут влиять на эффективность инструмента. Скважины, на которых испытывался инструмент – с вертикальными заканчиваниями, с перфорированными участками и отдельностоящими экранами. Отложения состояли из смеси органических отложений, мелкого кремнесодержащего материала и углеродных отложений. Документ анализирует улучшенную нагнетаемость и сравнивает результаты использования обычной промывочной насадки с использованием вращающейся насадки, сочетание издержек, рабочей эффективности/простоты и технической эффективности. Результаты показывают, что неагрессивные отложения могут обрабатываться с использованием этой насадки в качестве альтернативы вращающейся нагнетательной системе, что приводит к снижению стоимости проведения операции благодаря использованию одной спускоподъемной операции.

SPE 100164

УСТРАНЕНИЕ ЧЕЛОВЕЧЕСКОЙ ОШИБКИ В ХОДЕ ПРОВЕДЕНИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ РАБОТ

Р. Баргос, М. Аллкорн, Р. Маллали, and Ж.Л. Виценс, Schlumberger

В последнем десятилетии было предложено несколько успешных технологий для уменьшения риска поломки колтюбинговой трубы при выполнении перфорации в нефтегазовых скважинах. Путем использования точного компьютерного моделирования, промышленность получила заметное снижение количества поломок колтюбинговой трубы связанных с усталостью из-за постоянной пластической деформации, возникающей в ходе проведения спускоподъемных операций. Подобным образом, разумная практика использования автономных инструментов для проверки трубы, как и возможность наблюдения в реальном времени за геометрией трубы путем ряда устройств также внесла свой вклад с более предсказуемое и более выгодное функционирование трубы.

Изучение основных причин поломок колтюбинговой трубы в течение более чем пятилетнего срока показывает, что значительный процент инцидентов возникает в связи с использованием чрезмерного тягового усилия, что приводит к уменьшению площади поперечного сечения или полному разрыву трубы из-за разрушения при растяжении. При заталкивании слишком большое усилие вызывает продольный изгиб трубы и разрушение ее при сжатии. Оба разрушения имеют нежелательные эффекты – поврежденная колтюбинговая труба (в лучшем случае) либо опасность всему управлению скважиной (в худшем случае). Должным образом используя подготовленный персонал можно свести случаи таких инцидентов к минимуму. Однако тяжелая и напряженная природа проведения колтюбинговых работ на действующей скважине оказывает влияние на возникновение человеческих ошибок.

Документ представляет эффективное средство для устранения человеческой ошибки, которая может привести к поломке трубы в ходе колтюбинговых операций, путем внедрения специальной системы в органы управления колтюбинговой установки, предохранительного механизма, обеспечивающего отключение установки при превышении установленных рабочих параметров.

Документ описывает характеристики и возможности этой системы, полученный опыт ее использования, демонстрирует преимущества использования такого устройства при проведении колтюбинговых работ.

also provides improved jet coherence and projection compared to standard jetting nozzles. This dual feature of the nozzle made it particularly attractive for use in combined sand clean out/acidizing operations of sanded up injectors. This nozzle also has no moving parts or rubber seals; therefore, the commingling fluid phases would not affect the efficiency of the tool. These injectors are vertical completions with architecture ranging from perforated intervals to standalone screens. The sediments consist of a mixture of organic deposition, fine siliceous material and carbonate scales. This paper analyzes the improved post injectivity and compares results using this nozzle to those using a wash nozzle/rotating nozzle combination on the basis of cost, operational efficiency/simplicity and technical effectiveness. These results suggest that some non-aggressive scales can also be treated using this nozzle as an alternative to a rotating jetting system leading to reduction in well intervention cost through a single trip approach.

SPE 100164

ELIMINATING THE HUMAN ERROR DURING COILED-TUBING OPERATIONS

R. Burgos, M. Allcorn, R. Mallalieu, and J.L. Vicens, Schlumberger

In the last decade, several successful initiatives have been introduced to mitigate the risk of coiled tubing pipe failure while performing interventions in oil and gas wells. Through the use of reasonably accurate computer modeling, the industry has seen a marked reduction in the number of pipe failures associated with material fatigue due to the constant plastic deformation occurring during pipe tripping operations. Similarly, the judicious practice of employing off-line pipe quality inspection tools, as well as the availability of real-time monitoring of pipe geometry through a variety of devices has contributed to a more predictable and more favourable pipe performance.

A study of root causes for coiled tubing (CT) pipe failures over a five-year period indicates that a substantial percentage of incidents were attributed to human error. This type of incident involves the application of excessive overpull resulting in pipe necking or complete parting of the pipe due to tensile failure. Similarly, too much snubbing force will cause pipe buckling and compressive failure. Both have the undesirable result of a damaged CT string (at best) or a compromised well control security (at worst). Using a properly trained and fully competent crew can minimize such events. However, the arduous and stress-filled nature of livewell CT operations will limit the elimination of this human element.

This paper presents an effective means for eliminating the possibility of human error becoming a factor in conditions that could result in a pipe failure during normal CT operations. Through the incorporation of a specialized system in the coiled tubing unit controls, a safety device is put in place to provide a shutdown feature when specific job designed setpoints are exceeded.

This paper provides a discussion of the features and capabilities of such a system. It cites details of recent experiences demonstrating the benefits with use of the device in actual CT interventions.

SPE 100165

УДЛИНИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ, СПУСКАЕМЫЕ НА КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЕ, УВЕЛИЧИВАЮЩИЕ ДОБЫЧУ НА СКВАЖИНАХ В ПРАДХОУ БЭЙ, АЛЯСКА

J.Y. Julian, D.A. Cismoski, and J.C. Smart, BP Exploration (Alaska) Inc., and D.D. Wendt, Wendt Engineering Inc.

Методика применения удлинительных элементов, спускаемых на колтюбинговой трубе, была разработана в Прадхоу Бэй, Аляска, чтобы обеспечить недорогую коррекцию для скважин с насосно-компрессорной колонной при помощи сообщения затрубного пространства типа «А». Удлинительные элементы (которые состоят из двух извлекаемых гидравлически устанавливаемых пакеров, соединенных составной трубой) являются значительным усовершенствованием по сравнению со старой технологией, которая ограничивала длину пакера размером в 35'. В настоящее время могут использоваться элементы 3,5 дюймовой трубы длиной до 5000', значительно увеличивая возможности ремонта большого процента скважин, остановленных из-за нецелостности НКТ. Удлинительные элементы спускаются при помощи крана, сервисной колтюбинговой установки или рабочей скважинной платформы. Рабочие платформы обеспечивают адекватный зазор для существующего устья скважины и противовыбросового превентора для восстановительных работ, и защищают при арктических условиях от -40 до -80 градусов окружающей среды по Фаренгейту. Преимущества системы по сравнению с традиционным ремонтом при использовании вышек заключаются в том, что нет необходимости в извлечении НКТ, установка имеет большую мобильность. Традиционно, удлинительные элементы составляют 10-20% от стоимости работ по замене НКТ при капитальном ремонте.

Документ описывает результаты работ и представляет системный подход к проектированию и спуску составных удлинительных элементов. Этот метод широко применяется там, где затраты на мобилизацию установки высоки, например на море, в отдаленных точках и в арктических условиях.

SPE 100166

ИЗМЕРЕНИЯ ГЛУБИНЫ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ ПРИ ПОМОЩИ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЫ, ПОЗВОЛЯЮЩЕЕ УСПЕШНО ПЕРЕЗАКАНЧИВАТЬ СКВАЖИНЫ

P. Гринвэй, SPE, и С. Костон, SPE, Schlumberger

В условиях активного бурения и ограниченного количества установок существуют альтернативные способы заканчивания скважины, такие как применение кабеля или колтюбинговой трубы, что позволяет сделать процесс бурения и заканчивания более эффективным. Для успешного заканчивания контроль глубины играет исключительную роль для размещения перфораторов и оборудования для заканчивания скважины. Традиционным является выполнение операции перфорации при помощи кабеля, что весьма усложняется при угле наклона ствола более 60 градусов.

Использование колтюбинговой трубы позволяет осуществить заканчивание сильно искривленных или горизонтальных стволов, но операции, критичные по глубине, с использованием колтюбинговой трубы, представляют собой определенные сложности для всей отрасли. Использование инновационного измерения глубины в реальном времени превосходит все другие методы корреляции глубин.

Документ описывает конструкцию, планирование и выполнение заканчивания горизонтальной скважины с использованием колтюбинговой трубы и инструмента для измерения глубины в реальном времени.

SPE 100165

COILED-TUBING-DEPLOYED EXTENDED-LENGTH PATCHES EXTEND WELLS' PRODUCTION IN PRUDHOE BAY, ALASKA

J.Y. Julian, D.A. Cismoski, and J.C. Smart, BP Exploration (Alaska) Inc., and D.D. Wendt, Wendt Engineering Inc.

A non-rig Coiled Tubing Unit (CTU)-deployed tubing patch technique was developed at Prudhoe Bay, Alaska, which provides an inexpensive remediation for wells with production tubing by "A" annulus communication. Extended-length patches (which consist of two retrievable hydraulically set packers spanned by jointed pipe) are a vast improvement over older technology that limited patch length to 35'. Patches of up to 5000' of 3.5" OD jointed pipe can now be deployed, significantly increasing the viability of repairing a larger percentage of the wells shut in due to loss of tubing integrity. Extended-length patches are deployed with a crane, a service CTU, and a wellwork platform. The wellwork platform provides adequate clearance for the existing wellhead and work-over BOP stack, and protects against arctic conditions of -40 degrees F ambient and -80 degrees F wind chill. The advantages of this system over conventional rig workovers are that there is no need to pull tubing and it has faster mobility and ease of scheduling. Typically, extendedlength patches are only 10-20% of the costs to replace tubing with a rig workover.

This paper outlines the results of this work and provides a systematic approach for design and deployment of an extended-length jointed patch. The technique has its greatest application where rig mobilization costs are high, such as offshore, remote, or arctic locations.

SPE 100166

REAL-TIME DEPTH MEASUREMENT WITH COILED TUBING RESULTS IN SUCCESSFUL WELL RECOMPLETION

R. Greenway, SPE, and C. Coston, SPE, Schlumberger

In an environment of high drilling activity and a limited amount of rigs, available alternative completion methods using Wireline or coiled tubing enables a more efficient drilling and completion process. For a successful completion, depth control is critical for the placement of perforating guns and completion hardware. Common practice is to perform the perforating using Wireline, which becomes challenging with wellbore angles over 60 deg.

The use of coiled tubing enables the completion of highly deviated or horizontal wellbores, but depth critical operations performed using coiled tubing historically have presented industry challenges. Using the innovative real time depth measurement (RTDM) tool overcomes the limitations of other down hole depth correlation methods.

This paper describes the design, planning and execution of a completion in a horizontal well using coiled tubing and a RTDM tool.

SPE 100167

ПРАКТИЧЕСКОЕ ИСПЫТАНИЕ ХРОМОВОЙ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЫ QT-16CR, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ В КАЧЕСТВЕ РАБОЧЕЙ КОЛОННЫ НА НОРС СЛОУП, АЛЯСКА

Ж.И. Джулиан, Б.Ж. Маклеллан, и Б.Ж. Макнерлин, BP Exploration (Alaska) Inc.; Ж.Р. Мартин, Quality Tubing Inc.; и К.В. Барке и С. Меа, Schlumberger

Хромовая колтюбинговая труба QT-16Cr была предложена рынку в 2003, но ее использование в качестве трубы малого диаметра внутри НКТ было ограничено в коррозионных средах. Вопросы, касающиеся возможности ее использования в качестве рабочей колонны, побудили провести испытание барабана QT-16Cr на Норс Слоуп, Аляска.

После предварительного лабораторного испытания барабан был использован для выполнения ряда стандартных колтюбинговых работ ежедневно в течение трехмесячного испытания. В ходе испытаний собирались наблюдения и информация для определения сферы применений и ограничений к применению новой колтюбинговой трубы. Успешные испытания показали, что труба QT-16Cr имеет повышенную стойкость к усталостной деформации, показала превосходную сопротивляемость в хромовых заканчивающих, более высокую устойчивость к коррозионным средам по сравнению со стандартной колтюбинговой трубой HS-80. Документ описывает тестирование и результаты лабораторного и полевого исследований. В дополнение к этому описаны стандартные рабочие процедуры в отношении QT-16Cr, представлена инструкция, которая должна работать практически в любой сфере, где только может работать колтюбинговая труба. Документ является важным для производителей колтюбинговых операций во всем мире, особенно для операций с высокой скоростью коррозии и производимых там, где износ колтюбинговой трубы является значительным из-за абразивной НКТ.

SPE 100168

СПУСК ПРИБОРА ДЛЯ ИСПЫТАНИЙ ДИНАМИКИ ПЛАСТА ПРИ ПОМОЩИ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТРУБЫ

H.G. Herrera and A. Moreno, Pemex, and R. Maldonado, F.X. Dubost, and C.I. Foinquinos, Schlumberger

В своих попытках постоянно улучшать функционирование скважин посредством разработки новых инновационных технологий операторы Восточной Мексики сфокусировались на оптимизации рабочего времени и снижении издержек в ходе заканчивания путем определения параметров в естественном залегании газовых месторождений. Трудности при проведении таких испытаний обычно связаны с характеристиками заканчивания скважины, длинной необсаженного участка ниже башмака, типа используемого бурового раствора и сильно искривленного профиля.

Решение этих проблем подсказало альтернативной конструкции для спуска при помощи колтюбинговой трубы. Документ представляет опыт первого спуска модульного прибора для испытания динамики пласта на колтюбинговой трубе. Он использовался для выполнения нескольких «точечных испытаний под давлением» и получил характеристики газовой скважины на месторождении Лизамба, штат Веракрус, Мексика. С помощью этой новой операции оператор смог значительно снизить время работ и издержки путем выполнения осмотра характеристик после традиционной каротажной операции при помощи колтюбинговой трубы.

SPE 100167

FIELD TRIAL OF QT-16CR CHROME COILED TUBING USED AS A WORKSTRING ON THE NORTH SLOPE, ALASKA

J.Y. Julian, B.J. McLellan, and B.J. McNerlin, BP Exploration (Alaska) Inc.; J.R. Martin, Quality Tubing Inc.; and K.W. Burke and C. Meaux, Schlumberger

QT-16Cr chrome coiled tubing was introduced in 2003, but its use has been limited to velocity strings in corrosive environments. Questions concerning its feasibility as a workstring prompted field testing of a reel of QT-16Cr on the North Slope, Alaska.

Following preliminary laboratory testing, a QT-16Cr reel was deployed in the field and performed a variety of standard coil tubing applications on a daily basis for a three-month field trial. Observations and data were gathered during the field testing to determine operating guidelines, applicability, and limitations of this new coiled tubing technology. The successful field trial indicated QT-16Cr has increased low cycle fatigue life, superior abrasion resistance in chrome completions, and higher resistance to damage in corrosive environments in comparison to standard HS-80 coiled tubing. This paper documents the testing and results of the lab and field studies. In addition, standard operating procedures for QT-16Cr are described and provide easily implemented guidelines which should work in virtually any area coiled tubing operations are performed. This paper is significant for worldwide coiled tubing operations, especially in areas with high rates of coiled tubing corrosion and where coiled tubing wear is significant due to abrasive tubing tubulars.

SPE 100168

DEPLOYMENT OF A FORMATION DYNAMICS TESTER WITH COILED TUBING

H.G. Herrera and A. Moreno, Pemex, and R. Maldonado, F.X. Dubost, and C.I. Foinquinos, Schlumberger

In their effort to continuously improve operations through the development of new and innovative technology, East Mexico operators have focused on optimizing operating times and reducing costs during the completion process by conducting in-situ characterization of gas fields. The challenges encountered when attempting to perform such tests are generally associated with the characteristics of the well completion, the length of open hole (OH) section below the shoe, the type of mud used and the high deviation profile.

These issues have prompted the design of an alternative coiled tubing (CT) conveyed technique. This paper presents the experience of the first deployment of a modular formation dynamics tester (MDT) on CT. This was used to perform several "point pressure tests" and achieve formation characterization of a gas well in the Lizamba Field, State of Veracruz, Mexico. With this new application, the operator was able to significantly reduce time and costs by performing the characterization survey following a conventional CT logging (CTL) operation.

Успех этого метода привел к улучшению операций каротажа при помощи колтюбинговой трубы, выполняемых в необсаженной скважине, путем использования на поверхности оборудования управления скважиной, чтобы обеспечить снятие характеристик при легком положительном перепаде давления. Самой большой сложностью является наличие эффективных процедур смягчения последствий от оправдания рисков, чтобы избежать прихватов трубы от перепада давлений или проблем с малым зазором между инструментом и стволом скважины. Так же крайне важно иметь эффективный план работ в аварийной ситуации, чтобы извлечь инструментальную колонну, если возникнет ее прихват.

Документ представляет обсуждение и анализ этих вопросов со ссылкой на недавний опыт работы с кабельными инструментами, подаваемыми колтюбинговой трубой в необсаженную скважину.

SPE 100171

УНИКАЛЬНАЯ КОНСТРУКЦИЯ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ, УЛУЧШАЮЩАЯ КОЭФФИЦИЕНТ ОХВАТА ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ СКВАЖИННЫХ ОПЕРАЦИЙ В АЛЖИРЕ

A.P. Адил и P. барпро, Schlumberger; P.L. Ховелл, SonaHess;
и A. Самир, Schlumberger

Различные типы колтюбинговых установок находятся в эксплуатации уже более 30 лет. В отличие от введения улучшений в виде применения новых материалов и компонентов, принципиальная компоновка и работа колтюбинговой установки за все это время изменилась не сильно.

География Алжира представляет собой очень сложные условия для любых операций на месторождении: из-за крайней жары, опасных маршрутов, ограничений в перемещении персонала, вызванных вопросами безопасности. Все это ограничивает проведение операций только дневным временем суток.

Чтобы решить эти проблемы, необходима легкая, эффективная, специально разработанная колтюбинговая установка. Эта колтюбинговая установка должна быть функционально эффективной, с меньшим количеством необходимого для обеспечения функционирования установки персонала. Только это сможет потенциально повысить безопасность, не подвергать персонал воздействию жары и/или деятельности, связанной с продолжительным монтажом в тяжелых условиях. При использовании современной технологии и специальной конструкции колтюбинговой установки могут быть достигнуты значительные улучшения в вопросах безопасности, эффективности, надежности и затратах на выполнение колтюбинговых работ.

С самого начала проведения операций в Алжире в 2002 году специально спроектированная колтюбинговая установка показала значительные преимущества по сравнению с конструкцией традиционной установки. Процесс монтажа установки благодаря улучшенной конструкции и интеграции различных компонентов стал безопаснее и более эффективным. Контроль функционирования всей площадки позволяет оператору концентрироваться на скважинной обработке, а не на логистике на поверхности. Снижение количества тягачей и персонала для выполнения базовых колтюбинговых операций предполагает значительную выгоду в эксплуатационных расходах.

Документ представляет факты использования и показатели работы уникальной установки в Алжире, включая полное обсуждение ее возможностей и преимуществ применения в таких сложных условиях.

The success of this technique has led to the enhancement of general OH CTL operations by the use of well control equipment at surface to provide formation characterization at slightly over-balance conditions. The greatest challenge is to have effective risk-mitigation procedures to avoid pipe sticking from differential pressure or problems with the small annular clearance between the tool and the wellbore. It has also been extremely important to have an effective contingency plan prepared to recover the toolstring if the stuck-pipe situation does arise.

This paper provides a discussion and analysis of these issues with reference to recent experience with CTconveyed wireline tools in open hole.

SPE 100171

UNIQUE COILED-TUBING UNIT DESIGN IMPROVES SURFACE EFFICIENCY FOR PERFORMING WELL INTERVENTIONS IN ALGERIA

A.R. Adil and R. Burgos, Schlumberger; R.L. Howell,
SonaHess; and A. Samir, Schlumberger

Various types of coiled tubing (CT) units have been in operation throughout the petroleum industry for over 30 years. Despite the introduction of desirable improvements in the quality of materials and components, the principle layout and operation of a coiled tubing unit (CTU) package has not changed much over time.

The geography of Algeria presents a very challenging environment for any oilfield operations. For example, less than favorable conditions exist from the extreme heat, hazardous routes must be traveled during equipment transport, restrictions in personnel movement are brought about by concerns involving security and local operating practices limit most of the operations to daylight hours only.

To overcome these problems a light, efficient and fit for purpose CTU is needed. The CTU would have to be operationally efficient thus reducing the number of personnel to run and support the unit operation. This alone would minimize any potential safety issues by reducing the exposure of personnel to heat stroke and/or the handling and stepping hazards associated with rig up activities. Using modern technology and a fit for purpose design of CT surface equipment, great improvements can be realized in safety, efficiency, reliability, and operating cost of CT operations.

Since introduction to Algerian operations in 2002, a uniquely designed CTU has shown significant advantages over conventional unit designs. The equipment rig up process has been made safer and more efficient through improved design and the integration of various components. Process control of the whole well site operation allows the operator to focus on the down-hole treatment rather than surface logistics. A reduction in the number of trucks and personnel required to perform basic CT operations offers some significant efficiencies in operating costs. This paper examines the facts and figures of this unique CTU in the Algerian area of operations including a comprehensive discussion of its features and why they have been beneficial in this challenging environment.

SPE 100172

СЛОЖНОСТИ СКВАЖИННЫХ ОПЕРАЦИЙ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ СКВАЖИН, КОТОРЫЕ «МОГУТ БЫТЬ ПРОБУРЕНЫ»

С.Г. Баунт и М.Б. Муни, ConocoPhillips Alaska Inc.; Ф.Р. Бехенна, CTES L.P.; и Р.К. Стефенс и Р.Д. Смит, BP

Буровые установки постоянно устанавливают новые рекорды в пропорции измеренной вертикальной глубины и действительной вертикальной глубины, длине горизонтального участка.

Опыт подсказывает, что традиционные технологии, включая трос, электрический кабель, электрические тракторы, колтюбинговые тракторы, закачку и колтюбинговую трубу могут встретиться со сложностями при выполнении работ со скважиной, которые могут быть пробурены, бурятся и заканчиваются.

Документ представляет обзор существующих технологий работ со скважиной, выделяя ограничения к применению каждой из них, использует многочисленный практический опыт проведения сложных операций на Аляске.

SPE 100173

ВИХРЕОБРАЗНАЯ ВИБРАЦИЯ ТРУБ С НЕЛИНЕЙНОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ

С. Аднан, Schlumberger, и И. Чен и С.Л.П. Чен, Университет Техаса, г. Сан Антонио

Вихреобразная вибрация труб для нефтяной промышленности представляет практический интерес. Когда такая вибрация происходит с трубой, она вызывает альтернативное напряжение, приводящее к снижению усталостной долговечности трубы. Целью документа является изучение вихреобразной вибрации в трубе с нелинейной геометрией.

Документ разбивает на категории происхождение в трубе поперечных и линейных вихреобразных вибраций, основываясь на направлении потока и направлении трубы. Показана сложность вихреобразных вибраций для труб с нелинейной геометрией по сравнению с прямой трубой. Разработана схема для включения принципа энергетического баланса в метод конечных элементов для анализа поперечных вихреобразных вибраций для труб с нелинейной геометрией. Основной характеристикой в подходе является моделирование подъемной силы и гидродинамическое демпфирование в анализе конечных элементов. На текущем этапе большинство вариантов вихреобразных вибраций главным образом работают с лубрикатами или трубопроводами, которые либо прямые, либо имеют большой радиус, и которые только считаются искривленным компонентом, связываемым с поперечным направлением потока, что означает перпендикулярное направление скорости потока. Определение напряжений рядом с изгибами и колленными соединениями трубы точным не является. Подход, с одной стороны, учитывает реакцию во всех 6-ти направлениях потока каждого элемента вдоль трубы, и он является полностью трехмерным анализом вибрации. Подход обеспечивает альтернативу для дополнения существующих методов определения проблемы вихреобразных вибраций для труб с геометрией, сильно отличающейся от линейной.

SPE 100172

WELL-INTERVENTION CHALLENGES TO SERVICE WELLS THAT "CAN BE DRILLED"

C.G. Blount and M.B. Mooney, ConocoPhillips Alaska Inc.; F.R. Behenna, CTES L.P.; and R.K. Stephens and R.D. Smith, BP

Drilling rigs are continually setting new records in measured depth versus true vertical depth ratios, horizontal section lengths, and delivering sophisticated versatile yet often operationally complex completions.

Experience suggests that common well intervention technologies including slick line, electric line, e-line tractors, Coiled Tubing (CT) tractors, pump-down services, and CT and CT enabling technologies may have difficulty fulfilling all the possible intervention needs of the wells that can and are being drilled and completed.

This paper will present an overview of available well intervention technology, outline limitations of each technology, and use numerous case histories from challenging interventions performed in Alaska to support the discussions and conclusions.

SPE 100173

VORTEX-INDUCED VIBRATION OF TUBINGS AND PIPINGS WITH NONLINEAR GEOMETRY

S. Adnan, Schlumberger, and Y. Chen and C.L.P. Chen, U. of Texas at San Antonio

Vortex-induced vibration (VIV) of tubings and pipings is of practical interest to oil industry. When VIV occurs to pipes, it induces alternative stress that results in the reduction of pipe fatigue life. The objective of the paper is to investigate VIVs in tubings or pipings with non-linear geometry.

This paper categorizes the occurrence of cross-flow and in-line VIVs of pipes based on flow directions and pipe orientations. The complexity of VIV for pipes with non-linear geometry, as compared to straight pipes, is demonstrated. We devised a scheme to incorporate power balance principal into finite element method (FEM) to analyze the cross-flow VIV for tubings and pipings with non-linear geometry. A main feature in our approach is the modeling of lifting forces (excitations) and hydrodynamic damping in FEM. At present stage, most commercial VIV packages mainly deal with risers or pipelines that are either straight or with large radii, and they only considered curvature component associated with the cross-flow direction of the flow (d.o.f.), that is the direction perpendicular to the flow velocity. Stress calculation near the bends and elbows of the pipes, is not accurate. Our approaches, on the other hand, consider the responses in all 6 d.o.f. of each element along the pipes and it is a truly three dimensional vibration analysis. Our approach provides an alternative to complement the existing method for solving the VIV problem for tubings and pipings with highly non-linear geometry.

www.nov.com

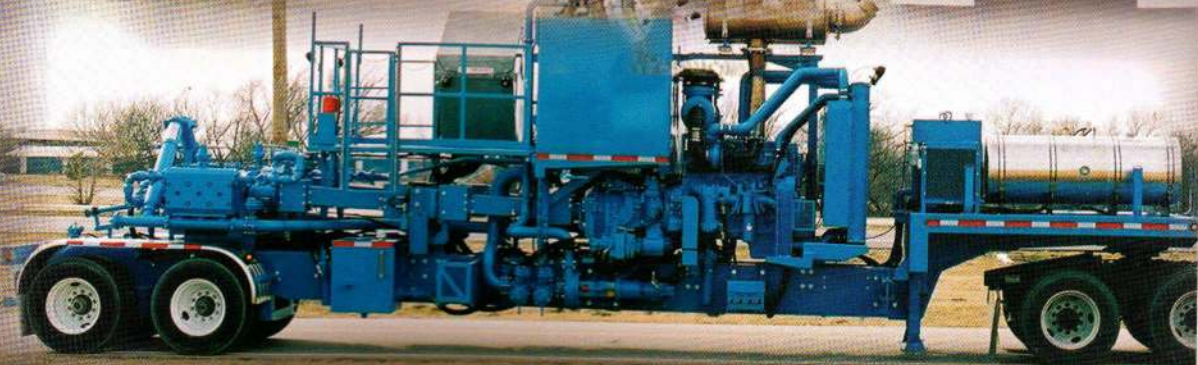


One Company . . . Unlimited Solutions

Tulsa Equipment Manufacturing

Providing World Class Equipment to
the Russian Oilfield Service Market

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



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

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

Fidmash®



Coiled tubing equipment-our profession



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



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

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

26, Rybalko str., Minsk 220033 Belarus

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

E-mail: fidmashsales@nov.com

www.fidmashnov.com