

«ВЕЛИКИЙ КОНВЕЙЕР» ДОСТИГАЕТ СОВЕРШЕННОЛЕТИЯ

THE «GREAT CONVEYOR» COMES OF AGE

Рик фон Флатерн
Rick von Flatern

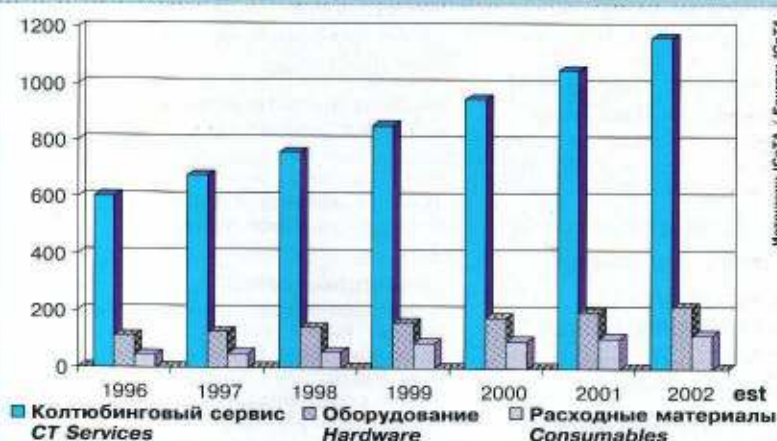
ICoTA, Международная колтюбинговая ассоциация (МКА), начала свою деятельность с нескольких добровольцев, считающих, что колтюбинговая индустрия выросла из второстепенной в зрелую отрасль, нуждающуюся в своей собственной ассоциации. К середине 2003 года Международная колтюбинговая ассоциация насчитывала более 750 членов. Рик фон Флатерн провел заседание с лидерами МКА в Хьюстоне с целью оценки прогресса группы и отрасли, которую она представляет.

The International Coiled Tubing Association was started by a few volunteers who believed the coiled tubing industry had grown from a niche industry to a mature one in need of its own association. By mid-2003, the rolls of the ICoTA had swelled to more than 750 members. Rick von Flatern recently sat down with ICoTA's leaders in Houston to find out how the group and the industry it represents are faring.

Первое применение колтюбинга началось еще до использования его на нефтяных месторождениях. В 1940-х годах непрерывные трубы, хотя и имеющие несколько иную конфигурацию, чем современные, были проложены от Дувра (Англия) до Кале (Франция) для поставки бензина союзным армиям в Европе. «Затем колтюбинг исчез примерно до 1960-х годов, когда задумались об использовании труб с малым внутренним диаметром для подачи в скважину азота, — объясняет Рон Кларк, бывший вице-президент компании «Quality Tubing» (дословно: «Качественные трубы») и соучредитель компании «Precision Tube Technology» (дословно: «Точные технологии труб»). — Но только после 1987 года, когда был изобретен новый процесс непрерывной прокатки, началось реальное развитие колтюбинга». Прогресс колтюбинга в 1980-х годах был обусловлен способностью производителей увеличить размеры и повысить надежность своих изделий. Поскольку до этого времени производители имели смутное представление об оптимальном процессе производства труб и механизмах их отказа, они работали с размерами, пригодными только для таких операций, как относительно мелкие работы по интенсификации и быстрый спуск-подъем колонны без ручных операций. Однако геологическая формация Остин Чок, которая проходит от Центрального Техаса на юго-восток в Луизиану и которая привлекла значительную часть инвестиций в 1980-х годах, все изменила. Длинные области действия оказались наилучшим способом эксплуатации аллювиальной тонкой нефтеносной породы Чока, и, как следствие, промышленность открывала преимущества горизонтального бурения, бурения в условиях равновесия и депрессии, а также использования колтюбинга вместо вспомогательного каната в скважинах с большими зенитными углами. Внезапная потребность дала толчок изготовлению более надежных труб большего размера и, как следствие, общему развитию технологии. «По расчетам МКА, — говорит Кларк, — доход в отрасли растет в настоящее время примерно на 11 % в год, тогда как рост поставок оборудования, возможно, по более точным оценкам, составляет 8 %». Результаты роста Ассоциации — как по размеру, так и по влиянию — были отражены на ежегодной встрече в Хьюсто-

Coiled tubing traces its routes back well before its use in the upstream oilfield. In the 1940s, coiled tubing, though configured somewhat differently from today's continuous coil, was laid from Dover, England to Calais, France to serve as a gasoline supply line to the allied armies in Europe. «Then it went away until about the 1960s when some looked at small ID pipe to put nitrogen down hole, explains Ron Clarke, a former VP at Quality Tubing and co-founder of Precision Tube Technology. «But only after 1987, when a new process for continuous milling was invented, did it really start growing.» The 1980s growth in coiled tubing resulted from manufacturers' ability to turn out more reliable and larger products. Before that time, since the manufacturers themselves little understood how to best make the tubes or much about their failure mechanisms, they were turned out in sizes suitable only for such operations as relatively small stimulation jobs and velocity strings. But the Austin Chalk formation that runs from Central Texas southeast to Louisiana and which was attracting considerable investment in the 1980s changed all that. Long reaches were the best way to exploit the shallow, thin oil-bearing Chalk formation and as a consequence the industry was discovering the benefits of horizontal drilling and under-

Рис. 1. Промышленные и сегментные оценки
Fig. 1. Industry dollar and segment estimates



не в марте 2003 года, организованной совместно с Обществом инженеров-нефтяников. Мероприятие привлекло 750 гостей, 46 экспонентов, а также то, что Кларк определил как «40 высококачественных статей SPE о кольтибинге». С 1995 года МКА создала свои филиалы в Европе, Канаде и в регионе Мексиканского залива и сейчас активно рассматривает другие регионы, такие как Россия, для дополнительного участия. Для выполнения всех этих задач МКА располагает всего одним работником с полной занятостью — Джимом Холмсом. Сопредседателями организации являются инженер компании «ExxonMobil Development Company» Скотт Квигли и Рон Кларк. Непрерывность процесса обеспечивается их работой двухгодичными перекрывающимися периодами. Ассоциацией руководит Совет директоров, состоящий из 27 член-директоров. Членство осуществляется по двум категориям: индивидуальное лицо и директор. Члены-директора платят более высокие взносы, за что они получают право голоса при принятии Советом решений.

ОСНОВНЫЕ ПОЗИЦИИ

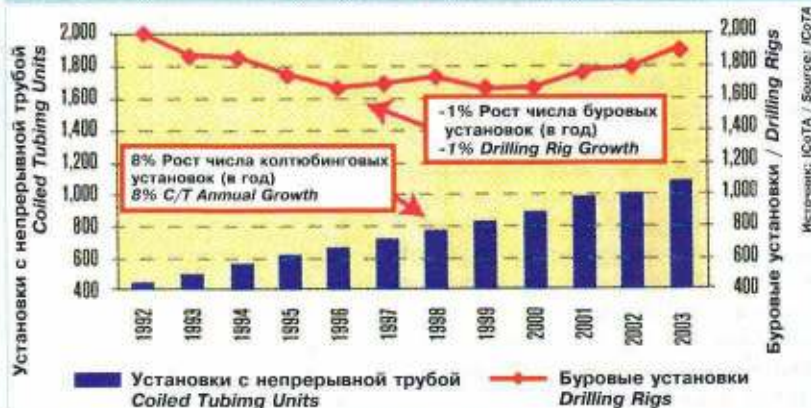
Время от времени, зачастую как реакция на новшества за пределами самого кольтибинга, различные способы его применения, от кольтибингового бурения до заканчивающих колонн, рекламируются как самые последние и самые значительные достижения. Но, по словам Квигли, реальность такова, что «основные позиции» кольтибинга в любой конкретный момент времени в такой же мере, как и технологическими аспектами, определяются обстоятельствами и географией. «Для меня многое определяет мнение очевидца, — говорит Квигли. — Для крупной нефтяной компании в кольтибинге нет ничего такого, что поражало бы воображение. В то же время если вы — независимый оператор, работающий, скажем, в Западном Техасе, то существует вполне определенный диапазон кольтибинговых операций, которые вы пожелаете осуществлять. На Аляске, например, большое внимание уделяется кольтибинговому бурению». В то время как об уровне заинтересованности в кольтибинговом бурении говорит тот факт, что оно регулярно становится одной из самых популярных тем статей на ежегодной конференции SPE/ICoTA, Квигли все же считает, что другие технологии также могут использоваться в большей степени. «Что касается экономической эффективности, на долю кольтибингового бурения приходится относительно небольшая часть общего дохода, — говорит он. — Оно захватывает воображение людей, поскольку является модной технологией с многочисленными возможностями. И все же бурение кольтибингом является лишь частью этого бизнеса. Существует множество привлекательных кольтибинговых операций, таких как очистка, азотный подъем и работы по интенсификации, которые обеспечивают большую часть доходов. Наиболее важные аспекты в значительной степени определяются конкретным регионом». Оценка Квигли, по-видимому, подтверждается тем фактом, что, несмотря на хорошее документальное подтверждение надежности труб больших диаметров, допускающих экзотическое применение, самое большое количество труб, поступающих с заводов, все еще имеет диаметр от 1½ до 2 дюймов (от 38,1 до 50,8 мм).

ДОСТИЖЕНИЕ ПРЕДЕЛОВ

Несмотря на то, что сущность деятельности компаний, производящих кольтибинговое оборудование, и сервисных компаний составляют достаточно рутинные работы, про-

or near-balanced drilling and the use of coiled tubing in place of wireline in high-angle wells. The sudden demand spurred the manufacture of larger, more reliable tubes and as a consequence a general maturing of the technology. ICoTA, says Clarke, calculates industry revenue is growing now at an annual compounded rate of about 11% while equipment supplied, perhaps a more accurate yardstick, is growing at about 8%. Simultaneously, the association's growth in both size and influence resulted last March in an annual meeting in Houston, jointly organized with the Society of Petroleum Engineers, that drew 750 visitors, 46 exhibitors and what Clarke termed «40 high-quality SPE papers about coiled tubing». And since 1995, ICoTA has added chapters in Europe, Canada and the Gulf of Mexico and is actively considering other

Рис. 2. Количество кольтибинговых установок в мире. Общее количество буровых установок в США
Fig. 2. Worldwide Coiled Tubing Units vs. Total Available U.S. Drilling Rigs



regions such as Russia for additional chapter membership. For all that, ICoTA has only one full-time staff member, Jim Holmes. The organization is cochaired by ExxonMobil Development Company engineer Scott Quigley and Clarke. With an eye toward continuity, they work in two-year overlapping terms. ICoTA is run by a board of directors composed of 27 director members. Membership is in two categories: individual and director. Director members pay higher fees for which they get a vote on board decisions.

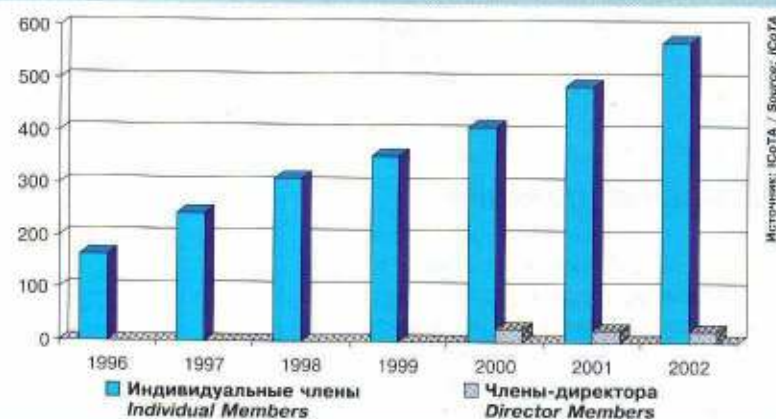
HOT BUTTONS

At various times, often as a reaction to innovations outside CT itself, different coiled tubing applications have been touted as the latest and greatest, from coiled tubing drilling to completion strings. But the truth, admits Quigley, is that the «hot issues» in coiled tubing at any given moment are as much a matter of circumstance and geography as technology. «For me it is very much in the eye of the beholder», he says. «For a major oil company there is no one thing about coiled tubing that strikes our fancy. If you are an independent operating in, say, West Texas, there is a specific family of coiled tubing activities you want. In Alaska, the big deal is coiled tubing drilling.» While the level of interest in coiled tubing drilling can be inferred by the fact it has regularly been one of the most popular topics for papers at the annual SPE/ICoTA conference and exhibition, Quigley believes other measures may be more to the point. «If you look at the economic impact on the industry, [coiled tubing drilling] is a very small fraction of the revenues,» he says. «It captures people's imagination because it is sexy technology

мышленность постоянно стремится определить свои пределы. «С 1980-х годов диаметры труб для скважинных (забойных) операций увеличились до 2⁷/₈ дюйма (73,0 мм), — отмечает Кларк. — Самая длинная колонна, насколько мне известно, имеет длину 20000 футов (6096 м) [при диаметре трубы 2⁷/₈ дюйма], что представляет собой колоссальную колонну трубы и нечто такое, чего мы не представляли себе всего несколько лет назад. А сегодня поставка колонн длиной 20000 футов и диаметром 2³/₈ дюйма (60,3 мм) для глубокого бурения и капитального ремонта скважин распространена повсеместно». Как сообщает Квигли, в Хибернии, в стороне от восточного побережья Канады, компания «Hibernia Management & Development» развернула одну 29000-футовую (8839 м) колонну с диаметром трубы в 2 дюйма, тогда как другие колонны 1-дюймовых труб в Мексиканском заливе проходят с длиной до 28000 футов (8533 м). Но эти впечатляющие показатели собирается затмить компания «ExxonMobil» в своей разработке на острове Сахалин на Российском Дальнем Востоке, где, по словам Квигли, она планирует выполнить каротаж и перфорацию, используя самые длинные колтюбинговые колонны, которые когда-либо производились. «Речь идет о скважинах с колтюбинговыми колоннами длиной 25000 футов (7620 м) и диаметром 2³/₈ дюйма, — с восхищением говорит Квигли. — И это — один из верхних пределов человеческих достижений». Достижение и расширение этих пределов является результатом постоянного совершенствования проката колтюбинговой колонны, контроля и баз данных. В значительной степени это обусловлено также созданием программного обеспечения, которое позволяет контролировать состояние отдельных колтюбинговых колонн и уже почти устранило выход труб из строя вследствие производственных дефектов и усталости. «Обычно мы эксплуатируем колтюбинговую трубу до тех пор, пока в ней не появляются точечные проколы, и одной из причин, почему трубы в бунтах имели такую дурную славу до середины 1980-х годов, было то, что они имели низкие характеристики технологического ресурса, — вспоминает Квигли. — В процессе эксплуатации трубы часто выходили из строя. Но после того как стал эффективным процесс непрерывной прокатки, в ходе нескольких совместных проектов в промышленности научились прогнозировать долговечность труб в бунтах при определенных условиях». «Таким образом, — добавляет Квигли, — колтюбинговый мониторинг улучшился настолько, что если состояние трубы контролируется с использованием одного из трех или четырех доступных методов, то маловероятно, что она выйдет из строя от усталостного износа». Совершенствование колтюбинговых труб и методов контроля их состояния также дало начало многочисленным новым или усовершенствованным применениям, включая такие, как специализированные системы струйного перфорирования (с помощью гидромониторов) для очистки и системы для пробивки отверстий и воздействия на пласт за один проход. Кроме того, благодаря возросшей уверенности промышленности в надежности колтюбинга, по словам Кларка, работа под высоким давлением дает «существенный доход» в некоторых частях мира. Квигли подтверждает это, сообщая, например, что его компания регулярно вводит в работу с помощью колтюбинга скважины с давлением 12000 фунтов на 1 кв. дюйм (84,4 МПа). «Существует целый ряд преимуществ колтюбинга, — говорит Квигли. — Никто не должен

and has lots of possibilities. Still it is only a fraction of the business being done. There are a lot of vanilla coiled tubing operations that provide the bulk of the revenues like cleanout, nitrogen lifts and stimulation jobs. What is the hot topic, what is important, is very regional.» Quigley's assessment seems borne out by the fact that though larger sizes capable of exotic applications have been well documented for reliability, by far the largest amount of tubing coming from the mills is still 1¹/₂ in to 2 in sizes.

Рис. 3. Рост количества членов международной колтюбинговой ассоциации с 1996 года
Fig. 3. ICoTA Member Growth



REACHING FOR LIMITS

While more routine jobs are the meat of coiled tubing manufacturers and service companies, the industry seeks continuously to define its limits. «Since the 1980s, sizes have increased for downhole operations to 2⁷/₈ in,» Clarke points out. «The longest string to my knowledge is 20,000ft [of 2⁷/₈ in CT] which is a colossal string of pipe and something we would not have imagined just a few years ago. And it is very common today to supply strings of 20,000ft, 2³/₈ in for deep drilling and workovers.» On Hibernia, off the east coast of Canada, Quigley reports Hibernia Management & Development Company deployed one 29,000ft string of 2 in, while other 1 in strings in the Gulf of Mexico ran to 28,000ft. But those impressive numbers are soon to be overshadowed by ExxonMobil on its Sakhalin Island development in the Russian far east where Quigley reports the company plans to log and perforate using the longest coiled tubing strings ever made. «We are talking wells with coiled tubing strings 25,000ft long, 2³/₈ in,» he enthuses. «And that is sort of the upper limit of what people have done.» Reaching and expanding those limits is the result of constant improvements in coiled tubing milling, inspection and databases. It is also due in large measure to the creation of software that enables the condition of individual CT strings to be monitored and has nearly eliminated tubing failure due to manufacturing defects and fatigue. «We used to run [coiled tubing strings] until it had pinholes and one of the reasons coil had such a bad name before the mid-1980s was that it was not such a good product as far as longevity went,» Quigley recalls. «It failed quite often on jobs. But after the continuous milling process became effective people learned through several joint industry projects how to predict the life of a coil under certain conditions.» So improved is coiled tubing monitoring, adds Quigley, «that if they monitor the coil with one of the three or four monitoring methods available,

стоять над устьем скважины, пока вы выполняете работу. Мы выбираем колтюбинг для нашей работы под высоким давлением по этой причине и потому, что мы одновременно осуществляем перекачку по трубе и перемещаем ее, и если вы пытаетесь воздействовать на пласт (интенсифицировать добычу), то преимущества будут налицо».

ПРАВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ПРАВИЛЬНОЙ РАБОТЫ

Как заявляет Кларк, дело в том, что колтюбинг относится к основным инструментам для разработки месторождений нефти. «У меня есть любимое название колтюбинга — великий конвейер, — говорит он. — Обеспечивается прохождение до дна или до какой-то предварительно определенной точки скважины и конвейерная доставка жидкостей, инструментов, перфораторов. Эта технология помогает сделать так много». «Кроме того, — говорит Квигли, — персонал, работающий в данной отрасли, должен понимать, что, как и все технологии, колтюбинг не является панацеей, просто в одних случаях он подходит для применения больше, чем в других. Нужно уметь обосновывать использование колтюбинга в конкретном случае, — замечает он. — Эта технология должна обеспечивать экономическую эффективность или предоставлять возможности, которые не могут обеспечить какие-либо другие средства. Если колтюбинг не используется для достижения одной из этих целей, результаты могут разочаровать». «В зависимости от обстоятельств колтюбингом можно делать то же, что и составными свинчиваемыми трубами. Конечно, имеет значение и то, насколько твердой является порода, в которую вы хотите проталкивать трубы, или какие максимальные величины расхода (скорости течения) вам нужны. Следует приспособляться к конкретным случаям применения». С середины 1980-х годов, когда в нефтяной промышленности появилась потребность в колтюбинге, послужившая толчком для его развития в надежную, быстро развивающуюся технологию, давление, оказываемое на производителей, с требованием изготавливать надежные трубы все большего размера, предназначенные для использования в качестве колонн для бурения и заканчивания, лишь возросло. Однако благодаря своим уникальным свойствам и в результате циклических напряжений, которым подвергается колтюбинг при плановом использовании, задачи увеличения размера с сохранением надежности являются нелинейными. «Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание при увеличении диаметра трубы от 4 1/2 до 6 5/8 дюйма (от 114,3 до 168,2 мм) огромны, — говорит Кларк. — Они совершенно несопоставимы с затратами при увеличении диаметра от одного до полутора дюймов». Квигли отмечает: «Когда вы переходите от 2 дюймов к 2 3/8 дюйма и далее к 2 7/8 дюйма, вы сталкиваетесь со ступенчатым изменением трудности техобслуживания. На основании информации, полученной на Аляске, вы можете справиться и с колонной в 3 1/2 дюйма (88,9 мм), что приводит к еще большим трудностям. Такая труба имеет много замечательных свойств, но плохо приспособлена к распрямлению». Колтюбинг прошел долгий путь с момента использования его в качестве последней замены вспомогательному канату или для очистки с использованием азота при относительно низком давлении. Как и при развитии большинства технологий нефтяной промышленности, для будущего прогресса колтюбинга и его продвижения в промышленности необходима финансовая поддержка таких ассоциаций, как МКА. В настоящее время ассоциация испытывает потребность в участии большего числа операторов; заинтересованные лица могут посетить страницу МКА в Интернете по адресу: www.MKA.org.

Печатается по изданию: OFFSHORE ENGINEER / October 2003

they are unlikely to lose the coil to fatigue». Refined coiled tubing and methods for monitoring its condition have also given rise to numerous new or improved applications including such things as specialized jetting systems for cleaning and single-run perforate and stimulate systems. Further, as a result of increased industry confidence in CT's reliability, according to Clarke, high-pressure work is coming to account for «substantial revenues» in certain parts of the world. Quigley confirms the assertion, saying for instance, that his company enters 12,000psi wells with CT on a regular basis. «There are a number of advantages but safety is always an advantage for coil», says Quigley. «You don't have anybody standing over the wellhead while you are doing the work. We choose coiled tubing for our high-pressure work for that reason and because we simultaneously pump and move the pipe and if you are trying to stimulate the formation that is an advantage.»

THE RIGHT TOOL FOR THE RIGHT JOB

The fact of the matter is, as Clarke put it, coiled tubing is a basic sort of oilfield tool. «I have a pet name for coiled tubing — the great conveyor,» he says. «What we are looking at is getting to the bottom or some predetermined point of the well and conveying fluids, tools, perforation guns. It is a low-tech product but it enables so many things to be done.» And, says Quigley, it is up to industry personnel to understand that, like all technologies, coiled tubing is not a cure-all and that some applications are better suited to its use than others. «They need to be able to justify use of coiled tubing for a particular application,» he observes. «It must be either economic or enabling technology that they can't get from some other tool. If they don't use coiled tubing for one of those two reasons they are going to be disappointed with the results. «Depending on the circumstances coiled tubing can do everything jointed pipe can do. Of course it matters how hard you want to push on something or the maximum flow rates you need. It has to be tailored for the application.» Since the mid-1980s, when the upstream industry created the kind of demand for coiled tubing that spurred its evolution into a reliable, quickly maturing technology, pressure on manufacturers to make ever-larger sizes of reliable tubes to be used as drilling and completion strings has only grown. But due to its unique nature and as a result of the cyclical stresses imposed on it during routine use, the challenges to increasing size while maintaining reliability are non-linear. «The gulf of expense in operational capabilities and handling when going from 4 1/2 in to 6 5/8 in is immense» says Clarke. «It is way beyond that of going from one to 1 1/2 in.» Quigley notes: «When you are going from 2 in to 2 3/8 in to 2 7/8 in you are making a step change in difficulty handling it and based on what they have learned in Alaska, with 3 1/2 in, that is even a greater change. It has a lot of great properties but does not lend itself well to being straightened out.» Coiled tubing has come a long way since the day it was used as a last resort substitute for wireline or for cleanouts using relatively low-pressure nitrogen. As with the maturing of most oil industry technologies, a substantial amount of the credit for the forward progress of coiled tubing and for its acceptance within the industry must go to nurturing associations like ICOTA. The association's need now is for more operator participation and interested parties should go to the website at www.icota.org.

Reprinted from Offshore Engineer, October 2003. ▲

«РУССКИЙ» РАЗМЕР «RUSSIAN» SIZE

Интервью с генеральным директором ОАО «УралЛУКтрубмаш»
Interview with the General Director of UralLUKtrubmash OJSC

«ВК»: Александр Михайлович, с чего начиналось ваше предприятие?

28 июня 1993 г. нефтяной компанией «ЛУКОЙЛ» совместно с Уральским научно-исследовательским институтом трубной промышленности было создано наше предприятие ОАО «УралЛУКтрубмаш» в г. Челябинске. Строительство завода началось с нуля, на открытой площадке. Одновременно специалисты УралНИТИ вели разработку новых технологий производства специальных труб для нефтяной и газовой промышленности, которые Россия закупала за рубежом.

Производственный комплекс ОАО «УралЛУКтрубмаш» был пущен в эксплуатацию 22 марта 2002 года. Сегодня современная производственная база позволяет выпускать импортозамещающую продукцию: прецизионные трубы для корпусов погружных насосов и электродагателей, заготовку цилиндров штанговых глубинных насосов, длинномерные трубы в бунтах, нержавеющие капиллярные трубы и незамкнутые профили.

«ВК»: Расскажите, пожалуйста, о месте «УралЛУКтрубмаша» на рынке производителей гибких труб для колтюбинга в России.

На рынке длинномерных труб в бунтах (гибких труб) мы присутствуем с 1996 года, того времени, когда была выпущена первая опытная труба «русского» размера — диаметром 33,5×3 мм. Тогда же мы начали сотрудничество с крупнейшими компаниями — «ЛУКОЙЛ» и «Газпром».

Годом позднее было положено начало тем партнерским отношениям, которые сегодня связывают наше предприятие с Группой компаний ФИД, — мы учились вместе, многое почерпнули друг у друга, ведь опыта серийного производства ни машин, ни труб в России тогда не было. Можно сказать, что определяющее влияние на становление нашего производства оказало взаимовыгодное сотрудничество с потребителями — газовиками и нефтяниками компаний «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «Роснефть», «Татнефть». Особые отношения связывают нас с Сургутским СУПНП и КРС — нашим основным и стратегическим партнером.

Сегодня можно сказать, что наши трубы известны всем российским компаниям, применяющим колтюбинг, а свою

«Coiled Tubing Times»: Alexander Mikhailovich, with what did your enterprise began?

On the 28th of June 1993 the oil company LUKOIL, together with the Ural Research Institute for Pipe Industry (UralNITI) created our enterprise UralLUKtrubmash OJSC in the city of Chelyabinsk. The factory construction started from point zero, on the open site. At the same time the specialists of the UralNITI were carrying on the development of new technologies of production of special tubing for the oil and gas industry, which Russia bought abroad.

The production complex UralLUKtrubmash OJSC was put into operation on the 22nd of March 2002. Today the modern production basis allows to release the import-substitute products: precision pipes for bodies of ESP and motors, cylinders of subsurface sucker-rod pumps, coiled tubing, stainless steel pipes and open-ended profiles.

«CTT»: Please, tell about the place of UralLUKtrubmash in the market of coiled tubing manufacturers in Russia.

We are present in the market of coiled tubing since 1996, the time, when the first pilot tubing of the «Russian» size — diameter 33,5×3 mm was produced. At that time we began our cooperation with the — LUKOIL and Gazprom companies.

A year later those partner relations began, which today connect our enterprise with the FID Group of companies, — we studied together, many things were obtained from each other, you know, at that time there was no experience of full-scale production of either CT units or CT in Russia. One can say, that the determining influence on formation of our production was made by the mutually profitable cooperation with the consumers — gas and oil industry workers of the companies Gazprom, LUKOIL, Surgutneftegaz, Rosneft, Tatneft. Special relations connect us with the Surgut SUPNP&KRS — our main and strategic partner.

Today one can say, that our tubing is known to all Russian companies, which use coiled tubing technologies, and we estimate our share in the market about 35 %. The volumes of tubing consumption and geography of deliveries expand

долю на рынке мы оцениваем примерно в 35 %. Объемы потребления труб и география поставок постоянно расширяются, так что мы уверены в увеличении объемов производства и потребления нашей продукции.

«ВК»: Как Вы оцениваете уровень технологии и квалификации специалистов предприятия по сравнению с зарубежными фирмами «PRECISION», «QT»? Каковы основные преимущества труб ОАО «УралЛЮКтрубмаш»?

Технология производства длинномерных безмуфтовых труб (ДТБ) была разработана специализированным трубным институтом УралНИТИ и защищена патентом. Но я считаю, что главное — не только технология, но и уровень ее выполнения людьми, культура производства.

2003 год для предприятия был богат на деловые встречи со многими, в том числе и иностранными потребителями труб. Большинство переговоров проходило на нашем заводе, мы показывали гостям производство, они могли пообщаться с любым специалистом, любым рабочим нашего предприятия. Одним из результатов этого общения стала высокая оценка уровня профессионализма и технологической подготовки наших работников. Из 245 работающих на нашем предприятии 4 человека имеют научную степень, 76 специалистов — высшее техническое образование.

В прошлом году наше производство гибких труб было сертифицировано специализированной организацией ВНИИГАЗ, и полученный сертификат подтверждает мои слова.

«ВК»: Какие трубы (по типоразмерам и основным характеристикам) готово предложить ваше предприятие российскому и зарубежному рынку?

Сегодня мы производим трубы двух размеров: диаметрами 33,5 и 38,1 мм (1,5 дюйма) с толщиной стенки 3 мм. Минимальные значения предела прочности, предела текучести и относительного удлинения соответственно 540 Н/мм², 390 Н/мм² и 22 %.

Также уже в 2004 году выпущена и отправлена первым заказчиком труба с толщиной стенки 3,2 мм, что связано в первую очередь с увеличением рабочих глубин. Мы видим эту тенденцию и не только планируем увеличить толщину стенки, но и повысить характеристики качества труб до уровня, соответствующего импортным маркам HS-80 и QT 800.

permanently, so we are certain in the increase of production and consumption volumes of our products.

«СТТ»: How do you estimate the level of technology and qualification of the enterprise specialists in comparison with the foreign companies PRECISION, QT? What are the main advantages of the tubing of UralLUKtrubmash?

The technology of coiled tubing production was developed by the special pipe institute UralNITI and is protected by the patent. But I think, that the main thing is not only the technology, but also the level of its carrying out by people, the production culture.

For the enterprise the year of 2003 was rich in business meetings with many persons, including foreign consumers of pipes. The most of negotiations took part at our factory, we showed the production to the guests, they could communicate with any specialist, any worker of our enterprise. One of the results of this intercourse was the high estimation of the level of professionalism and technological preparation of our workers. Out of 245 workers of our enterprise 4 persons have the academic degree, 76 specialist have a higher engineering education.

Last year our coiled tubing production was certified by the special organization All-Russian Research Institute of GAS (VNIIGAZ), and the received certificate confirms my words.

«СТТ»: What tubing (by standard sizes and main characteristics) is your enterprise ready to propose to the Russian and foreign market?

Today we produce CT of two sizes: of diameter 33,5 and 38,1mm (1,5 inch) with the wall thickness 3 mm. Minimal values of tensile strength, yield point and elongation are 540 N/mm², 390 N/mm² and 22 % respectively.

Already in 2004 tubing with wall thickness 3,2 mm has been also produced and dispatched to the first consumers, what is connected first of all with the increase of effective depth. We see this tendency and plan not only to increase the wall thickness, but also to increase the quality characteristics of tubing till the level, which corresponds to import marks HS-80 and QT 800.

At the same time I note, that the technical specifications for our tubing foresee the standard size series from diameter 25,4 mm (1 inch) to 73,0 mm (2,875 inches), and our factory

Александр Михайлович Козловский родился в 1957 году в г. Чебаркуль Челябинской области. В 1979 году окончил Челябинский политехнический институт, инженер-металлург. После окончания института по распределению работал в Хабаровске. В 1985 году вернулся в Челябинск, где работал на Челябинском механическом заводе инженером, заместителем директора завода. В 1992 году назначен на должность заместителя генерального директора ЗАО «ЛУКОЙЛ-Челябинск», с 1993 года — генеральный директор ОАО «УралЛЮКтрубмаш». А.М. Козловский — автор почти сорока изобретений и статей.

Инициатор разработки, внедрения и совершенствования системы качества предприятия, соответствующей требованиям международных стандартов ИСО серии 9000.

Alexander M. Kozlovsky was born in 1957 in the town of Chebarkul of Chelyabinsk Region. In 1979 he graduated from the Chelyabinsk Polytechnic Institute, in specialty a metallurgic engineer. After graduating from the institute he worked in Khabarovsk according to the assignment. In 1985 he came back to Chelyabinsk, where he worked at the Chelyabinsk Mechanical Factory as an engineer, the deputy director of the factory. In 1992 he was appointed to the position of the deputy general director of LUKOIL-Chelyabinsk CJSC, since 1993 he is the general director of the UralLUKtrubmash OJSC. A.M. Kozlovsky is the author of almost forty inventions and articles.

He is the initiator of development, implementation and perfection of the quality system of the enterprise, which corresponds to the requirements of international standards ISO of series 9000.



Александр Козловский, генеральный директор ОАО «УралЛЮКтрубмаш»
Alexander Kozlovsky,
General Director of
UralLUKtrubmash
OJSC

Одновременно замечу, что технические условия на наши трубы предусматривают типоразмерный ряд от диаметра 25,4 мм (1 дюйм) до 73,0 мм (2,875 дюйма), и наш завод готов полностью его освоить при наличии заказов от потребителей.

Более того, в первой половине текущего года мы планируем выпустить первые российские длинномерные трубы для трубопроводов (coiled line pipe) диаметром 60,3 мм (2,375 дюйма).

«ВК»: Как Вы оцениваете перспективы рынка колтубинговых труб в России?

Они неразрывно связаны с перспективами российской нефтегазодобывающей отрасли. В ближайшие три года мне видится улучшение использования производственного потенциала нефтегазовой отрасли, внедрение новых технологий, повышающих нефтеотдачу пластов и рентабельность низкодебитных скважин, ввод в эксплуатацию новых месторождений при увеличении объемов эксплуатационного бурения и сокращении фонда простаивающих скважин. Как следствие, увеличится роль колтубинговых технологий. Компании, имеющие свой парк установок, вынуждены будут использовать его с максимальной эффективностью, а сервисные компании получат большие объемы работ. Соответственно, возрастут требования к трубам. Выше я уже говорил, что спрос постепенно смещается в сторону труб большой длины — 3,5–4 километра и более с высокими прочностными характеристиками. Уверен также, что с освоением колтубингового бурения появится устойчивый спрос и на буровые гибкие трубы. А если говорить об увеличении потребления в цифрах, то это рост примерно на 10–15% в год.

«ВК»: Постоянная работа над совершенствованием качества — одно из неизменных условий конкурентоспособности продукции на международном рынке. Каковы, с Вашей точки зрения, основные пути повышения качества труб? Какие мероприятия в этом направлении проводились в прошедшем году и что запланировано на перспективу?

Вопрос совершенствования качества выпускаемых труб традиционно является ключевым для нашего предприятия. Наша система качества сертифицирована в соответствии с требованиями международного стандарта ИСО-9001 с 2001 г. Сертифицированная система управления охраной окружающей среды соответствует требованиям международного стандарта ИСО 14001.

Чтобы обеспечить высокий уровень качества, необходимо иметь: однозначные исходные требования к продукции, качественное сырье, современную технологию и оборудование, строгую систему контроля качества на каждом этапе производства и квалифицированный и ответственный персонал. Если рассматривать эту систему поэтапно, по частям, то требования заказчиков к гибким трубам мы отслеживаем — система обратной связи у нас налажена. Большая работа проводится в области сырья — штрипсовой заготовки. Нашим поставщиком является крупнейшая российская металлургическая компания «Северсталь». В прошлом году мы совместно плодотворно поработали над качеством металла — было подписано два технических соглашения, существенно ужесточающих требования к стали. Теперь мы получаем заготовку с учетом этих требований. Одновременно ведется поиск новых марок, способных удовлетворить будущие требования наших заказчиков (например, к трубам для бурения). Нацеленность металлургов «Северстали» на конечный результат вселяет уверенность, что наши длинномерные трубы будут полностью российскими. Хотя вы, наверное, знаете, что американские производители ДТБ используют японскую или французскую сталь.



Photo: UralLUKtrubomish
Фото: «УралЛУКтрубыш»

is ready to mast it fully when having orders from the consumers.

Moreover, in the first half of this year we are planning to produce first Russian coiled line pipe of diameter 60,3 mm (2,375 inches) for the pipelines.

«СТТ»: How do you estimate the prospects of the coiled tubing market in Russia?

They are inseparably linked with the prospects of the Russian oil-producing industry. In the next three years I see the improvement of using the production potential of the oil and gas industry, the implementation of new technologies, which increase the oil recovery of layers and the efficiency of marginal wells, putting into operation new fields with the increase of volumes of production drilling and reduction of the fund of temporarily-shut-in wells. As a consequence, the role of coiled tubing technologies will increase. The companies, having their own unit base, will have to use it with the maximal efficiency, and the service companies will receive large work volumes. Accordingly, the demands to CT will increase. As I mentioned above, the demand shifts gradually to the side of long length tubing — 3,5–4 kilometers and more with high strength characteristics. I'm also sure, that when mastering the coiled tubing drilling there will be also firm demand for drilling CT. And if to speak about the increase of consumption in figures, so it is the growth of about 10–15% a year.

«СТТ»: The permanent work at the quality improvement is one of indispensable conditions of the products competitiveness in the international market. What are, from your point of view, the main ways of increasing the tubing quality? What actions in this direction were carried out last year and what is planned for prospects?

The issue of quality perfection of produced tubing is traditionally crucial for our enterprise. Our quality system is certified in accordance with the demands of the international standard ISO-9001 since 2001. The certified system of environment protection corresponds to the demands of the international standard ISO 14001.

In order to provide the high level of quality it is necessary to have: unambiguous initial requirements to products, high-quality raw material, modern technology and equipment, a strict quality control system at every stage of production and skilled and responsible personnel. If to consider this system in steps, in parts, then we follow the customers' demands to coiled tubing — our feedback system is adjusted. A big work is done in the field of raw material — steel strip. Our supplier is the biggest Russian metallurgic company SEVERSTAL. Last year we together worked fruitfully over the metal quality — two technical agreements were signed, which made significantly tougher the demands to steel. Now we receive the feed by taking these demands into account. At the same

Технология производства у нас собственная, а оборудование отечественное, причем современное, зачастую уникальное. В 2003 году мы ввели линию объемной термообработки тела трубы в линии стана. Эта линия позволит получать однородные свойства трубы непосредственно в процессе ее сварки и корректировать эти свойства в широком диапазоне, что даст возможность существенно улучшить качество выпускаемых труб и увеличить объем их производства.

По системе пооперационного контроля качества при производстве длинномерных труб на нашем предприятии, наверное, можно написать целую статью для Вашего журнала. Скажу вкратце. Первое: количество, вид и объем контрольных операций у нас не хуже, чем у наших американских коллег. Но, например, наш стенд для циклических испытаний имеет запатентованную конструкцию и, в отличие от американских, более жестко моделирует условия спуско-подъемной операции. По требованию заказчиков в прошлом году мы ввели в дополнение к ультразвуковой дефектоскопии и рентгеновский контроль. Второе: результаты всех контрольных замеров и испытаний фиксируются и хранятся в архивах. Мы можем предоставить их на каждую трубу, выпущенную на нашем заводе. И, наконец, третье: по результатам контроля в технологические режимы вносятся необходимые корректировки с целью получения стабильного качества труб. А о высокой квалификации нашего персонала я уже говорил.

Теперь о перспективах. Для нас они связаны в первую очередь с продолжением тесной работы с металлургами и созданием на основе оригинального алгоритма собственной компьютерной программы для анализа и прогноза срока службы гибкой трубы.

«ВК»: По мере увеличения опыта эксплуатации агрегатов расширяется спектр выполняемых технологических операций и, соответственно, предъявляются новые требования к трубам. Например, нам известно, что на рынке есть спрос на трубы, укомплектованные геофизическим кабелем, предъявляются широкие требования по типоразмерному ряду — прочности, диаметрам, толщине стенки и т.п. Что вы думаете о развитии этого направления?

Безусловно, все перечисленное Вами представляет интерес и для нашего производства. Например, запасовка кабеля или производство труб с пределом текучести 100,000 psi. Да, мы видим — спрос есть. Но объемы потребления малы и измеряются десятками тонн, поэтому их освоение на сегодняшний день, даже при наличии наработок в этой

time new marks are retrieved, which are capable to satisfy future demands of our customers (for example, to tubes for drilling). Focusing of the metallurgists of SEVERSTAL on the final result gives confidence, that our coiled tubing will be fully Russian. Although you, probably, know, that the American CT producers use Japanese or French steel.

Our production technology is own, and the equipment is domestic, in addition modern, frequently unique. In 2003 we introduced the line of heat treatment of the tubing into the mill line. This line will allow to receive the homogeneous properties of a tubing directly in the process of its welding and to correct these properties in the wide range, what will give the opportunity to increase significantly the quality of produced tubing and to increase their production volume.

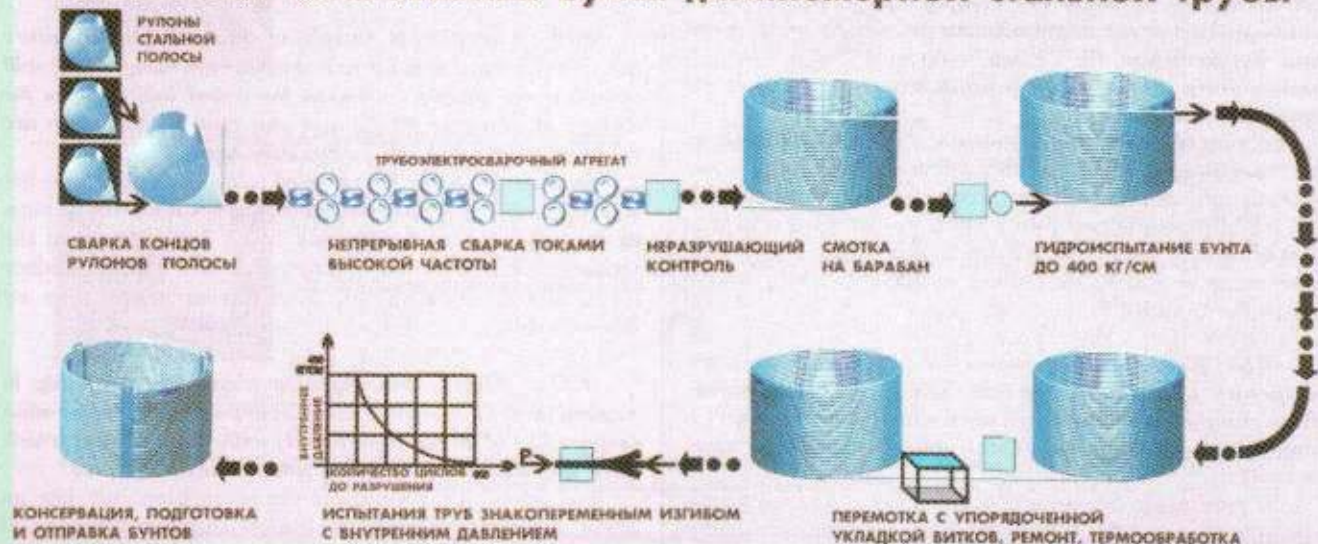
What concerns the postoperative quality control when producing coiled tubing at our enterprise, probably one can write the whole article for «CTTimes». I'll tell in short. First: number, type and volume of operations are not worse than those of our American colleagues. But, for example, our stand for cyclic tests has the patented construction and in contrast to American ones simulates more strictly the conditions of a trip. Last year by customers' demand we introduced also the X-ray control in addition to ultrasonic flaw detection. Second: the results of all measurements and tests are fixed and stored in archives. We can provide them for every tubing, produced at our factory. And, finally, the third: according to the control results necessary corrections are introduced into technological regimes in order to receive a stable quality of tubing. And I already spoke about the high skill of our personnel.

Now about prospects. For us they are connected first of all with the continuation of the close work with metallurgists and the creation on the basis of the original algorithm of the own computer program for analyzing and forecasting the coiled tubing shelf-life.

«СТТ»: When the experience of operating units increases, the spectrum of fulfilled technological operations expands and, accordingly, new demands to tubing are made. For example, we know, that in the market there is the demand for CT, completed with a geophysical cable, wide demands are made to the standard size series — strength, diameters, wall thickness, etc. What do you think about the development of this direction?

Undoubtedly, all what you mentioned, is of interest also for our production. For example, reeving of cable and the

Технология изготовления бунта длинномерной стальной трубы



области, неэффективно. Это связано с состоянием российского колтюбинга в целом. Однако, если конкретный заказчик поставит перед нами такие задачи, мы будем их решать.

«ВК»: Отечественные трубы пока еще уступают импортным по наработкам. Каковы причины этого и как Вы видите перспективы достижения качества лучших фирм?

Для начала давайте поделимся с причинами отказов гибких труб. Мировая статистика говорит о том, что аварии с гибкими трубами происходят лишь в 20 % случаев по вине производителя. Такой же процент отказов, согласно этой статистике, происходит по вине, например, операторов установок. Я считаю необходимым обратить внимание на то, что труба является, по сути, расходным инструментом и требует внимательного и бережного обращения. Об этом мы уже говорили в Вашем журнале. Труба в процессе эксплуатации испытывает влияние множества факторов: вида и давления рабочей среды, состава и давления пластовой жидкости, изменения нагрузок на тело трубы, овализации, утонения стенки и т.п. Эти факторы необходимо учитывать и контролировать.

Вернемся к вопросу о тех случаях, которые рассматриваются как ошибки при производстве труб. Практически все известные нам случаи разрушения ДТБ приходится на тело трубы, а не на зону прямого и поперечного сварных швов. Это говорит о неоднородности свойств основного металла гибкой трубы. Совместно с металлургами мы работаем над этой проблемой. Безусловно, мы с самого начала производства ДТБ и по сегодняшний день готовы нести ответственность, предусмотренную условиями наших контрактов. Мы готовы осуществлять все необходимые ремонты труб, вплоть до их замены, чего, кстати, не предусматривают американские производители гибких труб. Однако мы хотели бы получить адекватную реакцию и от эксплуатационников — строгое соблюдение режимов эксплуатации согласно нашему руководству по эксплуатации.

«ВК»: Колтюбинговое бурение, несмотря на имеющиеся трудности, несомненно, будет интенсивно развиваться, что будет стимулировать перспективный спрос на колтюбинговые трубы для бурения диаметром 60, 73 мм и более. Какие шаги в этом направлении предпринимаются на Вашем предприятии?

Вопрос производства длинномерных труб для бурения поставила перед нами Группа компаний ФИД, когда начала создание агрегата для колтюбингового бурения М-40. На сегодняшний день наш завод технологически в полном объеме готов к производству труб диаметром 60,3 мм. При наличии заказа мы готовы поставить такие трубы в кратчайшие сроки.

«ВК»: Каково Ваше мнение о возможности расширения круга производителей труб, в частности сотрудничества (разделения сортамента) с заводами, имеющими опыт выпуска труб в прошлом?

Вы знаете, это очень интересный вопрос. Мы как открытая компания готовы обсуждать различные варианты со-



tubing production with the yield point 100,000 psi. Yes, we see, that there is the demand. But the consumption volumes are small and measured in tens tons, therefore their developing for today, even when having the accumulation in this field, is ineffective. It is connected with the condition of the Russian coiled tubing as a whole. However, if a concrete customer puts such tasks before us, we'll solve them.

«СТТ»: Domestic tubing are still inferior to foreign ones in lifetime. What are the reasons for it and how do You see the prospects of achieving the quality of the best companies?

At first let's determine ours position with the reasons of failures of coiled tubing. The world statistics says, that accidents with coiled tubing take place in 20 % of cases through the producer's fault. The same percent of failures, according to this statistics, takes place, for example, through the fault of units' operators. I think it is necessary to pay attention to the fact, that a tubing is, in essence, a consumed instrument and requires a careful attitude. We have already spoken about it in your journal. In the process of operation a tubing experiences the influence of many factors: type and pressure of the operating environment, composition and pressure of the stratal liquid, changes of loads onto the tubing, elongation, wedging out of the wall, etc. These factors need to be taken into account and controlled.

Let's return to the issue of those cases, which are considered as errors when producing tubing. Practically all cases of CT breakage, known to us, fall at the tubing, but not at the zone of straight and transverse welded seams. It speaks about the inhomogeneity of properties of the main metal of the coiled tubing. Together with metallurgists we work at this problem. Undoubtedly, from the very beginning of the CT production and until now we are ready to have responsibility, stipulated by the clauses of our contracts. We are ready to make necessary repairs of tubing, to the extent of their change, what is not provided, by the way, by American producers of coiled tubing. However, we would like to receive the adequate reactions also from operatives — the strict compliance with operation modes according to our operation manual.

«СТТ»: Undoubtedly, in spite of the available difficulties the coiled tubing drilling will develop intensely, what will stimulate the prospect demand for coiled tubing pipes for drilling of diameter 60, 73 mm and more. What steps are taken at your enterprise in this direction?

The issue of production of coiled tubing for drilling was put to us by the FID Group of companies, when it began the creation of the coiled tubing drilling unit M-40. For today from the technological point of view our factory is fully ready to produce tubing of diameter 60.3 mm. When having an order, we are ready to deliver such CT at the earliest possible date.

«СТТ»: What is your opinion about the possibility to expand the tubing producers circle, in particular, cooperation (separation of tubing assortment) with the factories, which have the experience of tubing production in the past?

You know, it's a very interesting question. We like an open company are ready to discuss different versions of

трудничества с другими производителями, конечно, на взаимовыгодной основе. Пока конкретных предложений от других трубных заводов не поступало, они изучают наш опыт и существующий рынок.

«ВК»: Как Вы оцениваете работу Вашего предприятия в 2003 году?

Год был напряженным, но весьма удачным. По предварительным оценкам, мы увеличили объем производства и реализации по продукции завода на 60 %.

«ВК»: Как Вы видите перспективы импортозамещения, а также выхода на международные рынки?

Перспективы я уже, в принципе, обозначил. Расширение марок труб и их соответствие импортным аналогам, увеличение длин, повышение гарантийных обязательств. Как Вы, наверное, уже поняли, наш завод полностью к этому готов.

«ВК»: Каковы Ваши планы на будущее?

Во-первых, это увеличение объемов производства и реализации труб нашего предприятия по всей номенклатуре. Во-вторых — освоение производства труб с новыми, улучшенными показателями по надежности и механическим свойствам. В-третьих — освоение производства новых видов труб, применяемых не только в нефтегазовой, но и в других отраслях, например в строительстве и машиностроении. И по-прежнему, как сейчас, так и в будущем, целью деятельности ОАО «УралЛУКтрубмаш» является наиболее полное удовлетворение требований заказчиков к качеству, объемам, ценам на продукцию, срокам ее поставки и объемам предоставляемого сервиса и гарантий.

cooperation with other producers, of course, on the mutually profitable basis. Meanwhile there were no specific proposals from other tubing factories, they study our experience and the existing market.

«СТТ»: How do you estimate the work of the enterprise in 2003?

The year was tense, but very successful. According to preliminary estimations we increased the production and realization volume on the factory products by 60 %.

«СТТ»: How do you see the prospects of import-substitute, as well as the international market entry?

In principle, I have already outlined the prospects. Expansion of tubing marks and their adequacy to import analogues, increase of length, increase of guarantee obligations. Probably, as you have already understood, our factory is fully ready for it.

«СТТ»: What are plans for future?

First, this increase of volumes of production and realization of tubing of our enterprise on the whole nomenclature. Second, the developing of tubing production with new, improved indices of reliability and mechanical properties. Third, the developing of production of new types of tubing, used not only in the oil and gas industry, but also in other industries, for example, in building and machine-building. And as before, both now and in future the purpose of the activity of UralLUKtrubmash OJSC is the most full satisfaction of the customers' demands to quality, volumes, prices on products, periods for its deliveries and volumes of the provided service and guarantees.



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«УралЛУКтрубмаш»

Основано в 1993 году
Почтовый адрес: 454139, г. Челябинск, ул. Новороссийская, д. 30
Телефон: (3512) 53-58-66, 53-58-77
Факс: (3512) 53-58-72
E-mail: uralluktmb@uralluktmb.uu.ru
http://www.uralluktmb.uu.ru

ДЛИННОМЕРНЫЕ ТРУБЫ В БУНТАХ Coiled tubing



Наружный диаметр, мм **25-73**
Максимальная длина, м **до 5000м**
Внутреннее давление, МПа **50**

Применяется в нефтегазовой промышленности для бурения скважин, разведки, добычи нефти и газа, а также для других целей.

ПРЕЦИЗИОННЫЕ ЗАГОТОВКИ КОРПУСОВ УЭЦН precious pipes for ESP



Наружный диаметр, мм **92, 103, 117**
Толщина стенки, мм **5,5 - 6 - 6,5**
Длина, мм **до 7000**

Применяется для производства погружных электродвигателей УЭЦН в нефтегазовой промышленности.

ПРЕЦИЗИОННЫЕ ЗАГОТОВКИ КОРПУСОВ ШГН precious pipes for SSRP



Условный диаметр, мм **32, 44**
Длина, мм **до 6000**

Внутреннее покрытие:
Хромирование; нитроцементация
Применяется для производства погружных электродвигателей ШГН в нефтегазовой промышленности.

НЕРЖАВЕЮЩИЕ КАПИЛЛЯРНЫЕ ТРУБКИ Stainless steel capillary tubes



Наружный диаметр, мм **0,8-20**
Толщина стенки, мм **0,1-1,5**
ГОСТ 9941-81 и 14162-81

Применяется для производства абразивных и медицинских станков, а также для других целей в промышленности.

454139, г. Челябинск, ул. Новороссийская, д. 30 Тел.: (3512) 53-58-66, 53-58-77 Факс: (3512) 53-58-72
E-mail: uralluktmb@uralluktmb.uu.ru; http://www.uralluktmb.uu.ru/

Поздравляем! Congratulations!

Фариту Мухамадулловичу
Шарифуллину — 60 лет!

Почетный нефтяник, заслуженный работник Минэнерго России, академик Российской инженерной академии, ветеран труда, автор многих изобретений и патентов Фарит Мухамадуллович Шарифуллин родился 2 февраля 1944 года в г. Октябрьский (Башкортостан) в семье служащего-нефтяника. В 1967 г. закончил Уфимский нефтяной институт по специальности «Горный инженер».

Трудовая деятельность Ф.М. Шарифуллина и его становление как профессионала-нефтяника проходила на промыслах Башкирии, Удмуртии, Западной Сибири, где он прошел путь от слесаря-ремонтника до начальника НГДУ «Суторминскнефть», объединения «Ноябрьскнефтегаз» (г. Ноябрьск). Работая непосредственно на промыслах, Фарит Мухамадуллович проявил себя не только высококвалифицированным специалистом, но и крупным организатором производства и быта работников, на плечах которого лежала большая ответственность организации их достойной жизни в суровых условиях Западной Сибири. Известный ныне город нефтяников Муравленко Тюменской области был построен при его руководящем участии, как тогда выражались, «от сосны» до 25 тысяч жителей в 1985 г. В том же году он был приглашен на работу в Центральный аппарат Миннефтепрома СССР на должность заместителя начальника Главного научно-технического управления, где он внес, в частности, существенный вклад в становление российского колдобинга, принимая активное участие в испытаниях первых колдобинговых установок, разработанных в СССР.

Далее — работа на ответственной должности заместителя директора Департамента науки и техники ОАО «Роснефть» (1991—1994 гг.), директора департамента по добыче нефти ОАО «Сиданка» (1994—1999 гг.), директора НП «Центр развития колдобинговых технологий». В настоящее время Фарит Мухамадуллович Шарифуллин продолжает плодотворную трудовую деятельность в должности заместителя генерального директора ООО «Изобретатель Плюс».

Фарит Мухамадуллович хороший семьянин, любящий отец, вырастивший троих прекрасных сыновей, настоящий патриот.

Мы тепло поздравляем Фарита Мухамадулловича с юбилеем, желаем ему здоровья, долголетия, счастья, творческих успехов.

Коллективы НП «ЦРКТ»,
ООО «Изобретатель Плюс»,
редакция журнала «Время колдобинга»



Farit Mukhamadulloevich Sharifullin is 60 years!

The honorary oil industry worker, the honoured worker of the Ministry of Energy of Russia, the Academician of the Russian Engineering Academy, the Veteran of Labour, the author of many inventions and patents Farit Mukhamadulloevich Sharifullin was born on February 2nd, 1944 in the city of Oktyabrsky, Bashkortostan, in the family of the office worker — oil industry worker. In 1967 he graduated from the Ufa Oil Institute in specialty «Mining Engineer».

F.M. Sharifullin's labour activity and his coming-to-be as a professional — oil industry worker took place on the mines of Bashkiriya, Udmurtia, West Siberia, where he had passed the way from a maintenance man to the head of NGDU Sutorminskneft, the Noyabrskneftegaz organization, city of Noyabrsk. While working directly on mines, Farit Mukhamadulloevich has proved himself to be not only a high-skilled specialist, but a big organizer of production and life of workers, on whose shoulders the great responsibility of organizing their worthy life under severe conditions of West Siberia rested. The known now city of oil industry workers Muravlenko of Tyumen Region was built with his managing participation, as it was said then «from a pine» to 25 thousand inhabitants in 1985. In the same year he was invited to work at the Central personnel of the Ministry of Petroleum Industry of the USSR to the position of the Deputy Head of the Chief Scientific-Technical Department, where he made, in particular, a significant contribution to the coming-to-be of the Russian coiled tubing, taking an active part in tests of the first coiled tubing units, developed in the USSR.

Later there was the work on the main position of the deputy director of the Department of Science and Engineering of the OJSC Rosneft (1991—1994), the Director of the Department for Petroleum Production OJSC Sidanko (1994—1999), the Director of non-commercial partnership Coiled Tubing Technologies Development Center. Presently Farit Mukhamadulloevich Sharifullin continues his fruitful labour activity in the position of the deputy general director of (Corporate) Plus LTD.

Farit Mukhamadulloevich is a good family man, the loving father who has brought up three excellent sons, he is a patriot.

We congratulate with warmth Farit Mukhamadulloevich with the jubilee, wish him health, longevity, happiness, creative successes.

Labour collectives of NP CTBC
Izobretatel Plus LTD
Editorial Staff of CTTimes



КАК РАСШИРИТЬ ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛТЮБИНГА

HOW TO EXPAND THE FIELD OF USE OF COILED TUBING

Ф.М. Шарифуллин, зам. генерального директора ООО «Изобретатель Плюс»
F.M. Sharifullin, Deputy General Director of ISOBRETATEL PLUS LTD.

Полытаемся наметить возможные нетрадиционные области применения колтюбинга. Как всем известно, область применения колтюбинговых установок определяется функциональными возможностями безмуфтовой длинномерной трубы (БДТ).

Нам кажется, что многие специалисты заблуждаются, утверждая, что колтюбинг создает технологии повышения нефтегазоотдачи пластов. Более конкретно было бы говорить о повышении эффективности применяемых технологий воздействия на призабойную зону продуктивного пласта. В свете этого в определенной степени не в полной мере используются функциональные возможности БДТ (гибкость, длинномерность, безмуфтовость — возможность эффективной герметичности в динамике движения и т.д.).

Необходимо отметить, что в этом направлении многие специалисты нефтедобывающей и газодобывающей отраслей ведут значительную поисковую работу. Так, специалисты «ТНК-Черногорскнефть» нашли применение колтюбинга при ликвидации ледяных пробок в трубопроводах и очистке вертикальных стальных резервуаров, специалистами ОАО «Газпром» начаты работы по использованию БДТ в качестве трубопроводов для подачи метанола на кусты скважин, очистка газопроводов и т.д.

В настоящее время применение колтюбинга узко ограничено в рамках системы «скважина — пласт» в силу внешней непривлекательности (непрестижности) повышения эффективности направлений деятельности, связанных со сбором, транспортом, подготовкой нефти и газа, ликвидация всевозможных техногенных аварий.

Концептуально отразим несколько направлений.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

1. Очистка от всевозможных отложений.
2. Применение колтюбинга в технологиях ремонта трубопроводов без вскрытия: очистка внутренней поверхности, футировка полиэтиленом, нанесение защитных материалов и т.д.
3. Дефектоскопия особо опасных участков без остановки трубопровода.
4. Установка тампонирующих пробок (мостов) или гелеобразных пробок на заданных участках ремонтируемого трубопровода с последующим разрушением их для пуска в работу отремонтированного трубопровода.
5. Организация подачи метанола, ингибиторов коррозии и др. химреагентов в заданную точку без строительства специальных «дрипов» в действующих системах (по мере образования «ловушек» из-за просадок грунта и т.д.).

We'll try to outline possible nontraditional fields of use of coiled tubing. As all know, the field of use of coiled tubing units is determined by functional opportunities of coiled tubing (CT).

It seems to us, that many specialists are mistaken, confirming, that coiled tubing creates technologies of increasing oil and gas recovery of beds. It will be more specific to speak about the efficiency increase of used technologies of influencing the critical area of payout bed. From this point of view in the definite extent functional CT opportunities (flexibility, long length, flush joint — possibility of effective tightness in the movement dynamics, etc) are not used in full measure.

It is necessary to mention, that in this direction many specialists of the oil- and gas-producing industries carry out the significant exploration. Thus, the specialist of TNK-Chernogorskneft found the use of coiled tubing when liquidating ice plugs in pipelines and cleaning vertical steel reservoirs, the specialist of Gazprom began the works for using coiled tubing as pipelines for feeding methanol to well clusters, cleaning of gas pipelines, etc.

At present the coiled tubing use is narrowly restricted within the frames of the system «well — bed» owing to the external unattractiveness (non-prestigiousness) of the efficiency increase of activity trends, connected with the collection, transport, preparation of oil and gas, liquidation of various man-caused accidents.

From the conceptual point of view we'll reflect some trends.

PIPELINE FIELD MAINTENANCE

1. Cleaning from various deposits.
2. Use of coiled tubing in technologies of pipeline repair without opening: cleaning of the internal surface, polyethylene cladding, application of protective materials, etc.
3. Flaw detection of especially dangerous sections without stopping the pipeline.
4. Mounting of cementing plugs (bridges) or jelly-like plugs on the specified sections of the repaired pipeline with their subsequent breakdown for putting into operation of the pipeline, which has been repaired.
5. Organizing of feeding methanol, corrosion inhibitors and other chemical agents to the specified point without building special «drips» in the functioning systems (when «catchers» form because of ground sags, etc.).

MAIN PIPELINES (OF LARGE DIAMETER)

As we know, one of the most important operation, which is technologically necessary when operating, is preventive maintenance for flaw detection. The intrapipe flaw detection is especially difficult and expensive. It is carried out by using



the pipeline flow energy. We consider the CT use more attractive and reliable as the means of movement of the flaw-detecting apparatus or constrained devices drive.

In the CT the cable can be reeved (by analogy with the developed and implemented logging one). In addition, that circumstance, that one can use CT of length in excess of 6000 m, is important.

SERVICING OF OBJECTS

The indispensable attribute of industrial objects are sewerage and drainage systems of all kinds, which need in periodical grinding. Operations for grinding are labour-intensive and take much time. It fully concerns housing complexes of all kinds (rotational villages). In principle, for servicing these systems one could create light-weight plants with CT with the complex of adequate pump and other installation, having excluded the use of heavy-weight technological units.

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ (БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА)

Как известно, одной из важнейших технологически необходимых при эксплуатации трубопроводов операций являются регламентные работы по дефектоскопии. Особенно сложна и затратна внутритрубная дефектоскопия. Производится она с использованием энергии потока трубопровода или принудительного привода приборов.

Мы считаем более привлекательным и надежным использование БДТ в качестве средства перемещения дефектоскопа.

В БДТ может быть запасован кабель (по аналогии с разработанным и внедренным геофизическим). При этом важно то обстоятельство, что можно использовать БДТ длиной свыше 6000 м.

ОБСЛУЖИВАНИЕ ОБЪЕКТОВ

Непременным атрибутом промышленных объектов являются всякого рода канализационные и дренажные системы, которые периодически нуждаются в зачистке. Операции по зачистке трудоемки и занимают большое время. Это в полной мере касается различного рода жилых комплексов (вахтовых поселков). В принципе, для обслуживания этих систем можно было бы создать легкие установки с БДТ с комплексом соответствующего насосного и другого оборудования, исключив применение тяжелых технологических агрегатов.

ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

В настоящее время сложившееся соотношение цен на БДТ и НКТ (марки «К» и частично «Е») позволяет рассмотреть целесообразность использования БДТ в качестве трубной подвески.

Некоторые специалисты и организации рассматривают вопросы использования безмуфтовых длиномерных штанг в качестве привода глубинного штангового насоса (ШГН). Это, по упрощенной экспертной оценке, позволит вывести применение ШГН на более высокий технологический уровень.

Вывод на эффективный режим работы (достижение оптимального дебита) скважин, в т.ч. находящихся в длительном простое и имеющих соответствующие горно-геологические условия, давление насыщения, близкое к пластовым, и др., требует применения такой технологической операции, как сваблирование. Колтюбинговые установки могут явиться одним из основных технических средств, которое позволит более эффективно (как в экономическом, так и в технологическом плане) осуществлять его, сохраняя высокую экологическую чистоту.

HYDROCARBON WORKING MATERIAL RECOVERY

At present the formed price ratio for CT and tubing string (NKT) (of mark «K» and partially «E») allows to examine the expediency of using CT as a pipe hanger.

Some specialists and organizations examine the issues of using flush-joint long-length rods as a drive of the subsurface rod pump (SRP). According to the simplified expert estimation, it will allow to bring the use of SPR to a higher technological level.

Bringing wells to the effective mode of working (achievement of the optimal output), including the wells being idle for a long time and having the adequate geological factor, saturation pressure, close to the bed ones, etc., requires the use of such technological operations, as swabbing. Coiled tubing plants can be one of the main technology, which will allow to carry out it more effectively (both economically, and technologically), preserving the high ecological cleanness.



ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ

Нефтегазодобыча является одним из самых опасных производств. Зачастую в процессе эксплуатации скважин возникают различные аварии на устье, в т.ч. в виде открытых фонтанов и возгораний. Эффективность использования колтюбинга для глушения скважин в случаях открытого фонтанирования несомненна.

Многочисленны возгорания лесных угодий, торфа; нередко возгорания в результате поражения разрядами молний объектов сбора, подготовки и хранения углеводородного сырья.

Считаем, что использование на отдаленных очагах возгорания колтюбинга реагента глушения (вода, пена) без непосредственного контакта человека может стать прорывом в технологиях тушения, и особенно на торфяниках.

В настоящее время контроль и предупреждение указанных аварийных ситуаций возложены на ряд специализированных организаций (отряды по ликвидации открытых фонтанов, части МЧС и др.). В регионах создаются мобилизационные резервы для критических ситуаций.

Крайне необходимо оснащение вышеуказанных подразделений и установками колтюбинга. Особо актуально добиться включения этих комплексов в список мобилизационного резерва, формируемого в установленном порядке государством, а также внести эти комплексы в перечень обязательной штатной комплектации газоспасательных отрядов и служб ликвидации открытых фонтанов.

Успешное продвижение в производство и освоение новых технологий требует определенной концентрации финансовых и интеллектуальных ресурсов. В Российской Федерации и Республике Беларусь созданы и действуют достаточные мощности по разработке и производству колтюбинговых комплексов. Вместе с тем чувствуется определенный разрыв между машиностроителями и потребителями в области адаптации новых технологий, связанных с разработкой месторождений углеводородного сырья. Положение может усугубиться в ближайшее время, т.к. рынок сервиса занят преимущественно зарубежными фирмами. А они нацелены в основном на использование дорогостоящего импортного оборудования.

Вместе с тем в силу объективного монопольного положения ОАО «Газпром» в меньшей степени этому подвержена газодобывающая отрасль. Более сложное положение в нефтедобывающей отрасли. В ней все замкнуто на вертикально интегрированные компании и практически отсутствует координация с газодобывающей отраслью.

Однако сегодня можно с большим удовлетворением констатировать, что созданное при поддержке Минэнерго РФ Некоммерческое партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий» (НП «ЦРКТ») начало эффективно действовать в области пропаганды и содействия внедрению колтюбинговых комплексов.

Так что реальным видится создание в рамках НП «ЦРКТ» ассоциированного общего Координационного центра, которому можно поручить разработку долгосрочной Программы в области создания колтюбинговых технологий, осуществление методологических работ по созданию взаимовыгодного сотрудничества нефтегазодобывающих компаний, машиностроителей, научных и конструкторских организаций и др.

Надеемся на творческую и практическую заинтересованность в сотрудничестве по указанной проблематике широкого круга практических специалистов, ученых, конструкторов, руководителей и др.

Редакция предлагает уважаемым подписчикам, читателям свои мнения и предложения по кругу поднятых вопросов и возможных новых областей применения колтюбинговых установок направлять по адресу:

117036, Москва, ул. Профсоюзная, д. 3, комн. 621.
Тел./факс: (095) 124-85-83. E-mail: crkt@inbox.ru

ACCIDENT LIQUIDATION

Oil and gas production is one of the most dangerous manufactures. Frequently in the process of well operation different accidents occur on well heads, including as open blowouts and ignitions. The efficiency of the coiled tubing use for killing of wells in cases of the open blowout is undoubted.

There are many ignitions of forestry, peat; ignitions as a results of damage by strikes of collection objects, preparation and storage of hydrocarbon working material are also frequent.

We think, that the use of chemical agent of killing (water, foam) without the direct human's contact in remote ignition points of coiled tubing can become the gap in killing technologies, and especially on peatbogs.

At present the control and warning of the mentioned accident situations is imposed on a number of special-purpose organizations (groups for liquidating open blowouts, units of the Ministry of Emergency Situations, etc.). Mobilization reserves for critical situations are being created in regions.

It is extremely necessary to equip the abovementioned subdivisions also by coiled tubing units. It is especially actual to achieve the inclusion of these complexes into the list of mobilization reserve, formed in the established order by the state, as well as to introduce these complexes into the list of obligatory optimum replenishment of gas-rescuing groups and services for liquidation of open blowouts.

The successful advance into the production and developing of new technologies require a definite concentration of financial and intellectual resources. In the Russian Federation and in the Republic of Belarus sufficient powers for development and manufacturing of coiled tubing complexes have been created and function. At the same time a definite gap between the machine-builders and consumers is felt in the field of adaptation of new technologies, connected with the development of carbon working material deposits. The position can be aggravated in the nearest future, because the service market is mainly occupied by foreign companies. And they are aimed mainly at the use of expensive import equipment.

At the same time in view of the objective monopolistic position of Gazprom the gas producing industry is less subjected to it. A more difficult situation is in the oil producing industry. In it everything is concentrated on vertically integrated companies, and there is practically no coordination with the gas producing industry.

However, today one can state with more satisfaction, that the Noncommercial partnership Coiled Tubing Technologies Development Center (NP CRKT), created with the support of the Ministry of Energy of the Russian Federation, began to function effectively in the field of propaganda and assistance in implementation of coiled tubing complexes.

Thus, it seems to be real to create within the frames of NP CRKT the associated common Coordination Center, which could be entrusted with the development of long-term Program in the field of creation of coiled tubing technologies, carrying out the methodological works for creation of mutually profitable cooperation of oil and gas producing companies, machine-builders, scientific and designing organizations, etc.

We hope for creative and practical interest in the cooperation on the mentioned problems of a wide circle of practical specialists, scientists, designers, managers, etc.

The editors propose to respected specialist to direct their opinions and proposals on the above questions & possible new CT applications to the address:

Profsoyuznaya Str. 3, office 621, 117036, Moscow.
Tel./fax: (095) 124-85-83. E-mail: crkt@inbox.ru



ПОВЫШЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН КОЛТЮБИНГОВЫМИ УСТАНОВКАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЛНОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

IMPROVEMENT OF BOREHOLES PRODUCTIVITY BY THE COILED TUBING UNITS USING THE WAVE TECHNOLOGIES

**В.П. Дыбленко, И.А. Туфанов (ООО «НПП Ойл-Инжиниринг», г. Уфа), Р.М. Рахманов, А.Н. Хамидуллин, Ю.Р. Стерлядев, Р.М. Ахметшин, Р.М. Сулейманов (ОАО «Татнефть», г. Альметьевск)
V.P. Dyblenko, I.A. Tufanov (NPP Oil-Engineering Ltd., city of Ufa), R.M. Rakhmanov, A.N. Khamidullin, Yu.R. Sterliadev, R.M. Akhmetshin, R.M. Suleimanov (JSC Tatneft, city of Almetjevsk).**

Колтюбинговые технологии повышения продуктивности скважин основаны преимущественно на обработке призабойной зоны (ОПЗ) различными реагентами с кислотной, щелочной реакцией, растворителями, растворами ПАВ и их композициями, а также на использовании специальных пакеров и насадок на конце гибкой трубы типа гидромониторных для обработки скважин с открытым стволом. Однако ОПЗ на месторождениях с осложненными условиями эксплуатации скважин оказываются малоэффективными, поэтому создание и внедрение высокоэффективных и рентабельных технологий, оптимально адаптированных к каждой конкретной геолого-промысловой обстановке, является важнейшей проблемой. Одним из наиболее высокоэффективных, направленных на решение этой проблемы методов, который позволяет в полной мере реализовывать потенциал физического воздействия и органично сочетается с физико-химическими и другими традиционными методами, является комплексный волновой [1-4].

Большой опыт и наработки ООО «НПП Ойл-Инжиниринг» в области создания гидродинамических генераторов колебаний позволили создать малогабаритные генераторы-насадки, которые в достаточной степени удовлетворяют условиям их использования совместно с гибкими трубами в скважинах с НКТ.

Конструктивно генераторы выполнены в виде насадок, крепящихся к длиномерной безмуфтовой трубе (БДТ) с помощью переходников, завальцованных на конце трубы (см. рис. 1). В зависимости от диаметра насосно-компрессорных труб (НКТ) или наличия в скважине пакера могут устанавливаться генераторы типа ГД2В-2К или ГД2В-3К, имеющие соответственно внешний диаметр 42 мм и 51 мм. Эти генераторы

The coiled tubing technologies of well productivity enhancement are based, mainly, on the bottomhole zone treatment (BZT) with different chemical agents of acid, alkaline reaction, surfactant solvents and their blends, as well as the usage of special packers and fillings- of jett type at the end of the coiled tubing for borehole treatment with open stem. However, it turns out that the BZT treatment on the fields with abnormal service conditions is ineffective, therefore creation and introduction of high-performance and profitable technologies optimally adapted to every specific field-geological environment is the most important problem. One of the most high-performance methods directed at solution of this problem, which allows to realize in full measure the potential of physical exposure and organically combine with the physical-chemical and conventional methods, is the complex wave method [1-4].

The great experience and accumulations of NPP Oil-Engineering in the field of the hydrodynamic oscillator creation allow to make small-size nozzle-oscillators which substantially satisfy conditions of their usage jointly with the coiled tubing in the boreholes with tubing.

The oscillators are made constructively in the form of nozzles mounted to the coiled tubing with the help of adapters curled at the end of the tubing (see Fig. 1). Depending on the tubing diameter or availability of the packer in the packer borehole GD2V-2K or GD2V-3K type oscillators can be installed of 42 mm and 51 mm outer diameter respectively. These oscillators are included in the



▲ Рис. 1. Внешний вид генератора типа ГД2В-2К, соединенного с гибкой трубой колтюбинговой установки М-10
Fig. 1. Appearance of GD2V-2K type oscillator connected with coiled tubing of M-10 unit.

входят в сертифицированный комплекс скважинного оборудования «СТРЭНТЭР». Они работают при сравнительно малом расходе прокачиваемой через них жидкости, обладают высоким гидравлично-акустическим КПД и способны генерировать низкочастотные колебания достаточно высокой амплитуды, при этом параметры генераторов настраиваются в соответствии с конкретными геолого-техническими характеристиками скважин. За счет отсутствия движущихся механических частей обеспечивается повышенная надежность работы и моторесурс.

В настоящее время ООО «НПП Ойл-Инжиниринг» разработаны и внедряются в ОАО «Татнефть» колтюбинговые волновые технологии (КВТ) очистки забоя и НКТ от отложений и гидровибросвабирувания для обработки призабойной зоны пласта (ПЗП), а также, с учетом адаптации к гибким трубам уже наработанных технологий для обычного КРС, нами предложены технологии обработки горизонтальных скважин и боковых стволов и ограничения водопоглощений и выравнивания профилей приемистости, которые в настоящее время находятся на стадии промышленных испытаний. Ниже приводятся краткие характеристики и описания этих технологий.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ПРЕИМУЩЕСТВА:

- существенное снижение материально-временных затрат при проведении работ;
- повышение эффективности промывок НКТ и забоя скважин;
- возможность непрерывной поинтервальной обработки ПЗП;
- повышение охвата пласта воздействием как по толщине, так и по простиранию.

ПРИ ВИБРОВОЛНОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ ПРОЯВЛЯЕТСЯ КОМПЛЕКС ЭФФЕКТОВ И ЯВЛЕНИЙ:

- тиксотропное разжижение глинистых включений, ослабление и разрушение взаимных связей между частицами кольтматирующих материалов и скелетом пласта;
- иницирование и интенсификация переноса кольтматирующих частиц потоком жидкости по поровым каналам;
- уменьшение блокирующего влияния фаз — воды, нефти и/или газа;
- иницирование и интенсификация процессов тепломассопереноса, а также фильтрации флюидов;
- последовательное расформирование кольтмированной зоны;
- вынос кольтматанта из пласта на поверхность;
- эффективный вынос продуктов реакции, высокая степень, глубина и объемность очистки ПЗП, восстановление ее проницаемости;
- появление новых каналов фильтрации;
- снятие аномалий напряжений в ПЗП и раскрытие пор.

СКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ:

- генераторы колебаний ГД2В-2К или ГД2В-3К.

«STRENTER» certified complex of downhole equipment. They operate at comparatively small flow rate of fluid pumped through them, have a high hydraulic-acoustic efficiency factor and are capable to generate low-frequency fluctuations of sufficiently high amplitude, at the same time the oscillator parameters are adjusted in accordance with the specific geological-and-technical characteristics of the borehole. Because of absence of movable mechanical parts the extended performance reliability and motor resource are provided.

At the present time the coiled tubing wave technologies (CWT) of bottomhole and tubing cleaning from deposits and hydrovibroswabbing for the bottomhole formation zone treatment (BFZT), and also, taking into account the adaptation to coiled tubing of the already accumulated technologies for common workover operations are developed by the NPP Oil-Engineering and introduced at Tatneft, we offer the technologies of horizontal well and lateral bore treatment, fluid-loss and conformance control, which currently are on the stage of field tests. The short characteristics and descriptions of these technologies are given below.

DISTINCTIVE FEATURES AND ADVANTAGES:

- considerable decrease of materially-temporal costs during execution of works;
- increase of effectiveness of the tubing and bottomhole flushing-out;
- possibility of continuous formation interval bottomhole formation zone treatment;
- increase of bed coverage by stimulation both by depth and by course.

IN CASE OF VIBROWAVE STIMULATION THE SERIES OF EFFECTS AND PHENOMENON BECAME APPARENT:

- thixotropic thinning of argillaceous admixtures, relief and reciprocal links between the particles of mudding materials and the bed skeleton;
- initiation and intensification of mudding particles migration by the fluid flow to the pore channels;
- reduction of the phase damming effect — water, oil and/or gas;
- initiation and intensification of heat-and-mass migration processes as well as fluid filtration; successive braking-up of the colmatage (mud) zone;
- withdrawal of mud filling from the bed to the surface;
- effective withdrawal of reaction products, high degree, depth and cleaning volume of the bottomhole formation zone, recovering its permeability;
- appearance of new filter channels;
- relief of abnormal strain in the bottomhole formation zone and poreopening.

DOWNHOLE EQUIPMENT:

- GD2V-2K or GD2V-3K oscillators.

**ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВКИ НКТ И ЗАБОЯ СКВАЖИН
TECHNOLOGY OF WASHING THE TUBING AND BOTTOM HOLES****ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:**

● скважины, в которых имеются неплотные и твердые отложения, например АСПО, песок, илжистые частицы, солевые отложения (сульфидов, баритов и т.п. или их смеси с окисленной нефтью и др.).

СУЩНОСТЬ:

● промывка НКТ через генератор колебаний со скоростью, обеспечивающей необходимую степень очистки и зависящей как от диаметра НКТ и расхода жидкости, так и от природы отложений.

**ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ
И ПРЕИМУЩЕСТВА:**

- повышение скорости и эффективности очистки за счет пульсирующего истечения и закрутки потока жидкости, а также осевой и радиальной вибрации корпуса генератора при его работе в скважине;
- использование контроля упора по индикатору веса при промывке забоя скважин;
- снабжение генератора специальными наконечниками для улучшения очистки;
- промывка рабочей жидкостью на нефтяной основе для добывающих или водой для нагнетательных скважин с добавлением химреагентов: растворителей АСПО, растворов ПАВ, кислотных или щелочных растворов, а также специально подобранных композиций, назначаемых в соответствии с природой осадков в НКТ или на забой скважин.

RANGE OF APPLICATION

● the boreholes in which there are the loosely deposited and solid sediments, for example, asphaltene precipitates (AP), sand, sludge particles, sulfide salt sediments barium sulfates etc., or their mixtures with oxidized oil and others.

ESSENCE

● washing of the tubing through the oscillator with the speed providing the necessary degree of purifying and depending both on the tubing diameter and fluid delivery and on the nature of sediments.

DISTINCTIVE FEATURES AND ADVANTAGES

- increase of speed and effectiveness of cleaning at the expense of pulsating and swirling flow, and also axial and radial vibration of the oscillator body during its operation in the borehole site;
- usage of the weight indicator stop control in case of washing the bottom holes;
- supplying the oscillator with special tips for improvement of cleaning;
- washing with petroleum-based operating fluid for producing oil wells or with water for injection wells added with chemical agents: AP solvents, surfactant solutions, acid or alkaline solutions, and also specially selected mixtures assigned according to the sediments nature in tubing or on the bottom holes.

**ТЕХНОЛОГИЯ ГИДРОВИБРОСВАБИВАНИЯ
TECHNOLOGY OF HYDROVIBROSWABBING****ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:**

● нагнетательные или фонтанные добывающие скважины с ненулевой приемистостью (продуктивностью), снизившейся в результате коагуляции ПЗП в процессе эксплуатации, глушения или ремонтных работ.

СУЩНОСТЬ:

- поинтервальное воздействие упругими колебаниями в сочетании с промывкой скважины;
- циклическое повышение забойного давления выше пластового для создания репрессии, продолжительность которой достаточно для накопления высокого потенциального запаса упругой энергии сжатия жидкости и породы в наиболее коагулированной области ПЗП вблизи скважин, с последующим созданием локальной депрессии на пласт одновременно с воздействием упругими колебаниями на ПЗП;
- сочетание циклов репрессии-депрессии-волнового воздействия с закачками химреагентов.

**ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ
И ПРЕИМУЩЕСТВА:**

- детальная проработка интервалов перфорации путем непрерывного перемещения генератора;
- возможность производить за одну спуско-подъемную операцию очистку НКТ и забоя скважины.

RANGE OF APPLICATION

● injection or blower producing wells of non-zero injectivity (productivity) decreased as a result of mudding the bottomhole formation zone in the process of well operation, killing or repair works;

ESSENCE

- formation interval stimulation with elastic fluctuations in combination with the borehole flushing;
- cycling increase of bottomhole pressure over the formation pressure for creation of repression duration of which is enough for accumulation of high potential elastic energy content of fluid compression and the muck at the most bottomhole formation zone mudding area near the bottomholes, with subsequent creation of local differential pressure drawdown at the same time with elastic fluctuations on the bottomhole formation zone;
- combination of wave-repression-depression stimulation cycles with chemical agent injections.

**DISTINCTIVE FEATURES
AND ADVANTAGES:**

- detailed conditioning of perforated intervals by means of oscillator continuous shifting;
- possibility to perform the tubing and bottom hole cleaning during one trip.

ТЕХНОЛОГИЯ ОБРАБОТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН TECHNOLOGY OF HORIZONTAL BOREHOLE TREATMENT

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:

- горизонтальные скважины или боковые стволы с ненулевой продуктивностью.

СУЩНОСТЬ:

- циркуляция через генератор смеси рабочей жидкости с азотом и заполнение ствола скважины пенной системой;
- очистка ствола скважины и ПЗП в поле упругих колебаний и вынос коьматанта из скважины при использовании высоких флотационных и вязко-упругих свойств получаемых пен;
- закачка оторочек химреагентов с эффективным выносом продуктов реакции;
- последовательная закачка в пласты порций химреагентов через генератор с последующим извлечением продуктов реакции.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ПРЕИМУЩЕСТВА:

- использование волноводных эффектов;
- непрерывная поинтервальная обработка пласта;
- локальное воздействие по выбранным интервалам в достаточно протяженных продуктивных интервалах горизонтальных скважин;
- чередование закачки кислоты с закачкой водонефтяной эмульсии при существенном поглощении или наличии подошвенных вод.

RANGE OF APPLICATION:

- horizontal boreholes or offshoots of non-zero productivity.

ESSENCE:

- circulation through the oscillator of operating fluid mixture with nitrogen and backfilling the bore with foam system;
- cleaning of the borehole and bottomhole formation zone in the elastic fluctuations field and mudding withdrawal from the bore using the high flotation and viscosity-elastic properties of foams received;
- injection of chemical agent fringes with effective withdrawal of reaction products;
- sequential injection of chemical agents portions to the beds through the oscillator with subsequent extraction of the reaction products.

DISTINCTIVE FEATURES AND ADVANTAGES:

- usage of waveguide effects;
- continuous formation interval bed treatment;
- local stimulation on the selected intervals in sufficient extensive producing intervals of horizontal boreholes;
- alteration of acid injection with oil-in-water emulsion injection when major absorption or availability of bottom water.

ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПОГЛОЩЕНИЙ И ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЕЙ ПРИЕМИСТОСТИ TECHNOLOGY OF FLUID-LOSS AND CONFORMANCE CONTROL

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:

- нагнетательные скважины, вскрывающие слоисто-неоднородные пласты, в которых происходит поглощение воды в высокопроницаемых пропластках.

СУЩНОСТЬ:

- очистка подлежащих тампонированию интервалов пласта от коьматантов и подготовка поверхности пор коллектора при воздействии упругими колебаниями для прочного сцепления с изолирующим материалом;
- закачка тампонирующей композиции непосредственно через генератор колебаний, установленный в скважине напротив подлежащего изоляции интервала, при этом создание изолирующего экрана может выполняться также в виде нескольких оторочек.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ПРЕИМУЩЕСТВА:

- использование в качестве изолирующего тампона для песчаных пластов разработанных полимеризующихся составов (ПС) на основе неорганических материалов (силикатов).
Преимущества ПС:
 - технологичность, достаточно высокая прочность на вымывание;
 - невысокая себестоимость;
 - регулируемость времени застывания;
 - низкая растворимость образованного студня в воде;
 - наличие возможности разрушения тампона.
 - стойкость к воздействию вибрации после выдержки на студнеобразование.

RANGE OF APPLICATION:

- injection wells uncovering the layer-inhomogeneous beds in which the water absorption occurs in high-permeable interlayers.

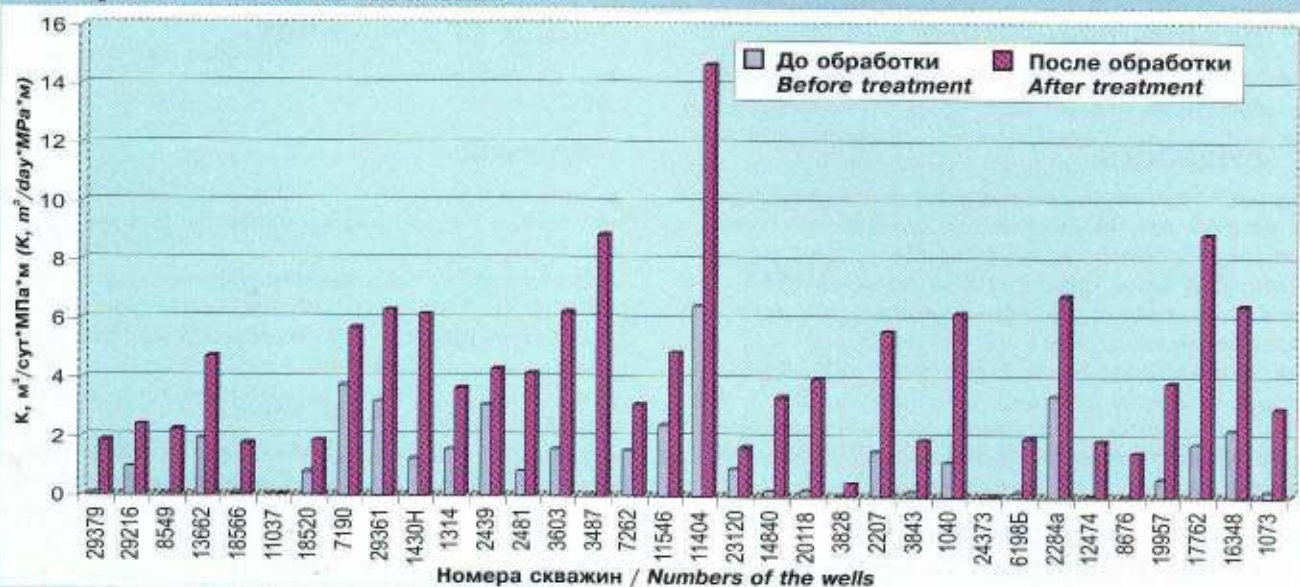
ESSENCE:

- cleaning of the bed layers subjected to plugging back from the mud fills and preparation of collector pore surfaces at stimulation with elastic fluctuations for tough bond with isolation material;
- injection of plugged mixture directly through the oscillator installed in the borehole opposite the interval subjected to isolation, at the same time the creation of isolating baffle can be performed also in the form of some fringes.

DISTINCTIVE FEATURES AND ADVANTAGES:

- usage as an isolation plug for the sand stone of developed polymerizing compositions (PC) on the basis of inorganic materials (silicates).
Advantages of PC:
 - technological effectiveness, sufficiently high corrosion strength;
 - reasonable net cost;
 - controllability of solidification time;
 - low solubility of the gel formed in water;
 - availability of plug damage probability;
 - stability to with vibration after holding for gel formation.

Рис. 2. Удельный коэффициент приемистости до и после обработки нагнетательных скважин методом гидровибросвабирования с применением колтюбинговых установок на Ромашкинском месторождении ОАО «Татнефть»
Fig. 2. Specific injectivity index before and after the treatment of injection wells by the hydrovibroswabbing method using the coiled tubing units at the Romashkinsk field of Tatneft.



Колтюбинговые волновые технологии успешно внедряются в ОАО «Татнефть». В 2002–2003 гг. ООО «НПП Ойл-Инжиниринг» с привлечением бригад колтюбинговых установок Актюбинского Управления канатно-контейнерных и пакерных методов (АУККиПМ) ОАО «Татнефть» были проведены обработки нагнетательных скважин на месторождениях семи НГДУ: Азнакаевскнефть, Джалильнефть, Зайнснефть, Альметьевскнефть, Прикамнефть, Лениногорскнефть и Бавлынефть. Результаты обработок приведены на рис. 2.

Успешность обработок составила 90%. Достигнуто двух-трехкратное увеличение удельного коэффициента приемистости. Эффективность обработок по сравнению с традиционными колтюбинговыми технологиями повышается в 1,5–3 раза. Примечательно то, что почти треть скважин обработана без применения кислоты. На ряде скважин была восстановлена приемистость после безрезультативных работ по традиционным колтюбинговым технологиям.

Особо следует отметить, что применение генераторов удачно сочетается с колтюбинговыми установками как технически, так и организационно, не требуя каких-то особых условий, а дополнительные небольшие затраты на проведение виброволнового воздействия существенно компенсируются повышением успешности и эффективности обработок.

Благодаря достаточной гибкости технологии и проявлению при виброволновом воздействии комплекса явлений и эффектов ее можно использовать и для решения ряда других задач, например подготовки скважин к ГПМ по закачке оторочек реагентов в пласт.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дыбленко В.П., Камалов Р.Н., Шарифуллин Р.Я., Туфанов И.А. Повышение продуктивности и реанимации скважин с применением виброволнового воздействия. — М.: Недра, 2000. — 381 с.
2. Патент РФ № 2085721. Способ обработки прискважинной зоны пласта / Дыбленко В.П., Шарифуллин Р.Я., Туфанов И.А.
3. Патент РФ № 2128770. Способ обработки призабойной зоны пласта / Дыбленко В.П., Марчук Е.Ю., Туфанов И.А., Шарифуллин Р.Я. Международная заявка WO 9529322A1 PCT/RU94/00093, опубли. Изобр. стран мира, № 18, Вып. 063, 1996 г.
4. Патент РФ № 2111348. Способ обработки и очистки скважины и призабойной зоны пласта / Дыбленко В.П., Туфанов И.А., Шарифуллин Р.Я.

The coiled tubing wave technologies are introduced successfully at Tatneft. During the period of 2002–2003 NPP Oil-Engineering recruiting the teams of coiled tubing units at the Aktiubinsk Department of Rope-Container and Packer Methods the injection well treatments were carried out by Tatneft at oil-and-gas producing fields of the seven Departments (NGDU) – Aznakaevskneft, Dzhililneft, Zainsneft, Almetjevskneft, Prikamneft, Leninogorskneft and Bavllyneft. The results of treatments are given in Fig. 2.

The treatments successfulness is 90%. There were achieved the double-thrice increase of specific injectivity index. The effectiveness of treatments in comparison with the conventional coiled tubing technologies is increased to 1,5 – 3 times. It is remarkable that one third of the boreholes was treated without usage of acid. At the series of boreholes the intake capacity was restored after the effectless works with the use of the conventional coiled tubing technologies. It should be noted particularly that usage of oscillators is well combined with the coiled tubing installations both technically and organizationally without demand of any specific conditions and additional small expenditures for carrying out vibrowave stimulations are substantially recovered by increase of successfulness and effectiveness of treatments.

Thanks to sufficient flexibility of the technology and appearance of the phenomena and effects complex when the vibrowave stimulation took place it can be used also for solution of series of another tasks, for example, well conditioning for geotechnical actions on chemical agents fringe injection to the bed.

SOURCES OF INFORMATION

1. V.P. Dyblenko, R.N. Kamalov, R.Ya. Sharifullin, I.A. Tufanov. Enhancement of Productivity and Reanimation of Wells Using the Vibrowave Stimulation. — M. Nedra, 2000. — 381 p.
2. Patent of the RF No. 2085721. Technique of the Bottomhole Zone Treatment / V.P. Dyblenko, R.Ya. Sharifullin, I.A. Tufanov.
3. Patent of the RF No. 2128770. Technique of the Bottomhole Formation Zone Treatment. / V.P. Dyblenko, E.Yu. Marchukov, I.A. Tufanov, R.Ya. Sharifullin. International Application for Invention WO 9529322A1PCT/RU94/00093, publ. World Countries Inventions, No. 18, Edition.063, 1996.
4. Patent of the RF No. 2111348. Technique of the Bottomhole Formation Zone Treatment and Cleaning Up. / V.P. Dyblenko, I.A. Tufanov, R.Ya. Sharifullin.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАО «УРАЛ-ДИЗАЙН» КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПЕРМСКОМ РЕГИОНЕ

EXPERIENCE OF APPLICATION OF THE COILED TUBING TECHNOLOGIES IN THE PERM REGION BY THE URAL-DESIGN CJSC

С.В. Константинов, Н.Ф. Каныков, А.А. Мокрушин (ЗАО «Урал-Дизайн») / S.V. Konstantinov, N.F. Kanyukov, A.A. Mokrushin, Ural-Design

В начале 2000 г. ЗАО «Урал-Дизайн» приобрело у предприятия «Белфидпром» (Республика Беларусь), одного из предприятий группы компаний ФИД, колтюбинговую установку РАНТ М-10 с колонной гибких труб (КГТ).

At the beginning of the year 2000, the Ural-Design has acquired the RANT M-10 coiled-tubing unit with a coiled tubing string (CTS) from the Belfidprom (Republic of Belarus), one of the enterprises of the FID group of companies.

На протяжении прошедших лет ЗАО «Урал-Дизайн» разработало и успешно применяет ряд технологий с применением РАНТ М-10:

In the course of the last years, the Ural-Design has developed and now applies successfully a number of technologies using the RANT M-10:

- очистка колонны НКТ (насосно-компрессорных труб) от АСПО (асфальто-парафиновых отложений) с использованием скребка;

- cleaning the flow string from asphaltene precipitates (AP) using a scraper;

- промывка забоя скважины с использованием гидромониторной насадки;

- flushing-out the well bottom using a water-jet attachment;

- кислотная обработка продуктивного пласта скважины,

- acid treatment of the productive formation of the well and

- вибрволновое воздействие на продуктивный пласт скважины и промывки забоя генератором ГДВ.

- vibration-wave effect on the productive formation of the well and flushing-out the well bottom by means of the GDV generator.

Все используемые технологии с КГТ позволяют заказчику решить ряд проблем, связанных с высокой трудоемкостью и стоимостью традиционной технологии, а именно: обеспечение герметичности устья скважины на всех этапах выполнения внутрискважинных операций, возможность осуществления работ в нефтяных и газовых скважинах без их предварительного глушения, отсутствие необходимости освоения и вызова притока скважин, в которых выполнялись работы с использованием КГТ, безопасность проведения спуско-подъемных операций, сокращение времени при спуске и подъеме внутрискважинного оборудования на проектную глубину, значительное улучшение условий труда работников бригад подземного ремонта при выполнении всего комплекса операций.

All the applied technologies involving the CTS allow the customer to solve a number of problems related to high labour-intensiveness and cost of the traditional technology, namely: maintenance of the wellhead tightness at all the stages of performance of downhole operations, possibility of performance of the works in oil and gas wells without killing them preliminarily, absence of necessity of completion and causing the inflow of the wells where the operations with using the CTS have been performed, safety of the round-trip performance, reduction of the time when lowering the downhole equipment to the budgeted depth and hoisting it, and considerable improvement of the conditions of work of the workers of the underground repair teams when performing the full complex of operations.

РАНТ М-10, приобретенная ЗАО «Урал-Дизайн», была второй установкой, изготовленной предприятием «Белфидпром». Она была спроектирована для работы на газовых скважинах Сибири. Для проведения работ РАНТ М-10 на нефтяных и нагнетательных скважинах в Пермском регионе потребовалось произвести некоторые конструктивные изменения на базе производственного обслуживания ЗАО «Урал-Дизайн» (г. Кунгур Пермской области). Характерной особенностью процесса совершенствования данного оборудования является то, что освоение этой группы оборудования идет более высокими темпами, чем в целом всей группы машин для обслуживания скважин.

The RANT M-10 unit acquired by the Ural-Design was the second plant manufactured by the Belfidprom. The plant was designed for performing the works on gas wells of Siberia. To operate the RANT M-10 on oil and injection wells in the Perm Region, it was necessary to make some design modifications at the Ural-Design Production Service Base (Kungur town of the Perm Region). The characteristic feature of the process of improvement of this equipment consists in the fact that the development rate of this group of the equipment exceeds that of the whole group of machines for servicing the wells.

В процессе эксплуатации скважин в определенном интервале глубин происходит отложение АСП, провоцирующее осаждение песка (если он есть), с последующим образованием пробок. Помимо традиционных методов их удаления — скребками, спускаемыми на проволоке, «летающими»

During the operation of the wells within a certain range of depths there are asphaltene precipitates, causing the sand (if any) to precipitate with consequent formation of plugs. In addition to the traditional methods of their removal by means of scrapers lowered on a wire, "flying" scrapers and other

скребками и другими инструментами — достаточно эффективно используется оборудование с гибкими трубами. Очистку НКТ с использованием гибких труб на установке РАНТ М-10 ЗАО «Урал-Дизайн» производят с использованием специальных вращающихся скребков со средним наружным диаметром 55 мм. Во время спуска скребка производится постоянная промывка при давлении на качающем агрегате примерно 20 МПа, вследствие этого образуется струя жидкости, имеющая высокую скорость и размывающую способность. Отложения, отделенные от стенок НКТ, сразу выносятся в емкость-отстойник, что обеспечивает высокую степень очистки. Для улучшения качества очистки используется химический реагент, растворенный в промывочной жидкости.

Для промывки загрязненного забоя скважины ЗАО «Урал-Дизайн» используется разработанная на предприятии специальная насадка гидромониторного типа с проходным отверстием 12 мм. В процессе промывки жидкость, закачиваемая через гибкую трубу, при выходе из гидромониторной насадки образует струю с высокой скоростью и размывающей способностью, при этом скорость восходящего потока промывочной жидкости в 2–3 раза превышает скорость оседания частиц размером 2 мм.

Применение колонны гибких труб позволяет производить закачку химических реагентов непосредственно в продуктивный пласт — с целью увеличения или восстановления приемистости на нагнетательном флоре скважин и увеличения дебита на добывающем флоре. При кислотной обработке продуктивного пласта скважины нет необходимости в спуске специального оборудования, что позволяет проводить кислотную обработку в комплексе с промывкой забоя скважины без дополнительной спуско-подъемной операции, существенно сокращая время работы, а следовательно, стоимость скважины.

Технология обработки скважины при виброволновом воздействии генератором ГДВ заключается в возбуждении высокоамплитудных колебаний давления, которые передаются через ствол скважины и перфорационные каналы в пласт и трансформируются в призабойной зоне в упругие колебания достаточно большой интенсивности. Сущность технологии гидровибросвабирывания с использованием генератора колебаний ГДВ состоит в циклическом воздействии упругими колебаниями на ПЗП и чередовании его с повышением забойного давления выше пластового для создания репрессии, продолжительность которой достаточна для накопления высокого потенциального запаса упругой энергии сжатия жидкости и породы в наиболее загрязненной области ПЗП вблизи скважины, и последующем создании локальной депрессии на пласт, причем все это сочетается с воздействием химических реагентов. При реализации технологии предусматривается гармоничное сочетание упругих колебаний, репрессивно-депрессивного и физико-химического воздействий.

Наряду с виброволновым воздействием генератор типа ГДВ можно использовать для очистки забоя скважины, т.к. потоки жидкости, создаваемые генератором, обладают достаточной силой и скоростью для размыва и выноса крупных частиц на поверхность. Этот факт позволяет применять промывку забоя скважины в комплексе с виброволновым

tools, the coiled tubing equipment is used effectively. When cleaning the oil-well tubing using the coiled tubing with the RANT M-10 unit, the Ural-Design uses special rotational scrapers with the average external diameter of 55 mm. When lowering the scraper, the continuous flushing-out is performed at the pumping aggregate pressure of about 20 MPa thereby a fluid jet with high speed and washing-out capacity is formed. The deposits separated from the walls of the oil-well tubing are born immediately into a settling tank that ensures the high grade of cleaning. To improve the cleaning quality, the chemical reagent dissolved in the flush fluid is used.

To flush-out the contaminated well bottom, the Ural-Design uses the special water-jet nozzle with the bore diameter of 12 mm designed at this enterprise. During the flushing-out process, the fluid injected through the coiled tubing forms the jet with high speed and washing-out capacity when leaving the nozzle and the speed of flush fluid ascending flow exceeds the sedimentation rate of the particles with the size of 2 mm two to three times.

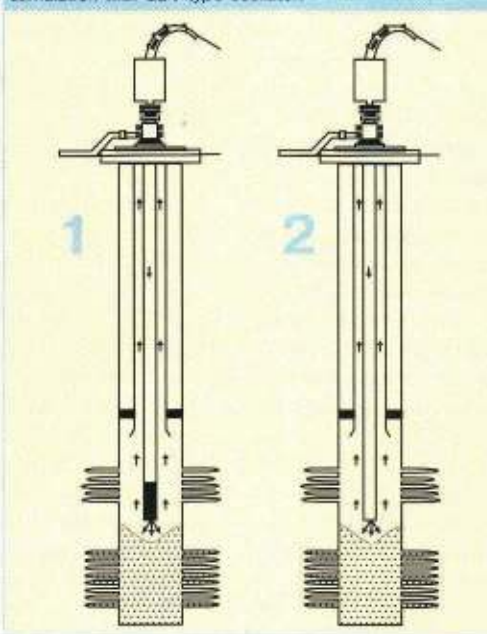
Using the coiled tubing string allows the chemical reagents to be injected into the producing formation for the purpose of increasing or recovering the intake capacity on the injection well stock and increasing the output on the producing well stock. When performing the acid treatment of the producing formation of the well, it is unnecessary to lower the special equipment that allows the acid treatment to be performed in a complex with flushing-out the well bottom without additional operation of lowering and pulling, thus reducing considerably the working time and, therefore, the well shutdown.

The well-treatment technology using the vibration-wave effect of the GDV generator consists in exciting the high-amplitude pressure oscillations, which are transmitted through the well bore and perforation channels to the formation and transformed into the elastic vibrations of sufficiently large intensity in the bottom-hole formation zone. The essence of the vibration hydraulic swabbing technology using the GDV oscillations generator consists in the cyclic effect of the elastic vibrations on the bottom-hole formation zone and alternation with increase of the bottomhole pressure above the formation pressure to create the repression, the duration by which is sufficient for accumulating the high potential reserve of the elastic energy of compression of the liquid and rock in the most contaminated area of the bottom-hole formation zone nearby the well and consequent

creation of local depression on the formation, and all the above actions are combined with the effect of the chemical reagents. When implementing the technology, the harmonic combination of elastic vibrations, repression-and-depression as well as and physicochemical effects is provided for.

Alongside with vibration-wave effect, the GDV-type generator can be used for cleaning the well bottom, because the fluid flows created by the generator have sufficient strength and speed for washing-out and removing large particles to the surface. This fact allows the flushing-out the well bottom to

▼ Промывка забоя скважины с использованием гидромониторной насадки (1), с виброволновым воздействием на пласт генератором типа ГДВ (2).
Bottomhole flushing using jet (1), using vibrowave stimulation with GDV-type oscillator.



воздействием на продуктивный пласт, что исключает одну спуско-подъемную операцию, сокращая время работы и, соответственно, ее стоимость. В зависимости от природы осадков дополнительно используются химреагенты: растворители АСПО, растворы ПАВ, кислотные или щелочные растворы, а также специально подобранные композиции. В зависимости от параметров конкретной скважины генератор может снабжаться специальными наконечниками для улучшения очистки. После проведения очистки забоя, при отсутствии приемистости или недостаточной гидродинамической связи с пластом, без подъема трубы можно производить обработку призабойной зоны в сочетании с закачкой химических реагентов.

В настоящее время ЗАО «Урал-Дизайн» нарабатывает опыт по применению технологии ограничения водопритока из карбонатных пластов, ограничения поглощения воды и выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин закачкой, в том и в другом случае, тампонирующих составов с использованием гибких труб и генератора колебаний ГДВ. Одной из целей дифференцированного подхода предприятия к работам на скважине может быть установка цементной пробки, т.е. изоляция части перфорационных отверстий. Использование гибких труб открывает для предприятия новые возможности для выполнения внутри-скважинных работ, не связанных с закачиванием через них технологических жидкостей. К таким операциям относятся каротажные исследования, воздействия на пласт с применением струйного насоса, сопровождающиеся необходимостью спуска различных приборов в скважину. Гибкая труба представляет собой идеальное средство доставки оборудования в нужную точку скважины. При этом геофизический кабель располагается внутри трубы и защищен от истирания, что является существенным преимуществом по сравнению со спуском приборов на обычных трубах.

Все вышеперечисленные технологии обработок экономически эффективнее по сравнению с аналогичными обработками, проводимыми бригадами ПКРС. Ориентировочная стоимость кислотной обработки в комплексе с промывкой забоя, проводимой ЗАО «Урал-Дизайн», ниже стоимости аналогичной обработки, проводимой бригадой КРС, на 27 %, кислотной обработки в комплексе с промывкой забоя и очисткой НКТ — на 13 %, виброволнового воздействия в комплексе с промывкой забоя — на 33 %, виброволнового воздействия в комплексе с промывкой забоя и очисткой НКТ — на 6 %. Продолжительность операции, соответственно, ниже в 5,5, 4,6, 3,9, 3,5 раза. Если учесть переезд техники от базы до объекта, например на 50 км, то та же кислотная обработка (КСПЭО-3ТН) с промывкой НКТ и забоя скважины, проведенная агрегатом РАНТ-10М стоит заказчику уже на 58 % меньше по сравнению с выполнением работ бригадой КРС. Кроме этого, при проведении КРС бригада произведет одну спуско-подъемную операцию, что будет способствовать скорейшему износу резьбовых соединений и необходимости реставрации колонны НКТ; срок простой нагнетательного фонда будет больше минимум на 5 суток. Далее будут иметь место затраты ЦДНГ на обвязку скважин в нефтепровод для дренирования, потребуются дополнительные затраты на подготовку нефти и утилизацию дополнительной жидкости. Надо отметить, что при проведении обработок агрегатом РАНТ М-10 отпадает необходимость пропаривания подземного оборудования и утилизации твердых нефтяных отходов, что также снижает затраты заказчика и не ухудшает экологическую обстановку в районе объекта. Все это позволяет надеяться, что установка РАНТ М-10 найдет еще более широкое применение для решения задач, поставленных перед предприятием.

be applied in a complex with the vibration-wave effect on the producing formation that excludes one round-trip operation with reducing the time of the work and, accordingly, its cost. Depending on the nature of precipitations, the chemical reagents such as solvents of asphaltene precipitates, solutions of surface-active substances, acidic or alkaline solutions as well as specially selected compositions are used additionally. Depending on the parameters of a specific well, the generator can be fitted with special ferrules for improving the cleaning. After cleaning the well bottom, in case of absence of intake capacity or insufficient hydrodynamic bond with the formation, the bottom-hole formation zone can be treated in combination to injection of chemical reagents without pulling the tube.

Now the Ural-Design gains the experience in applying the technology for limiting the water inflow from carbonate formations, limitation the water absorption smoothing the injectivity profile of the injection holes by injection of cementing compounds in one and another case with the use of coiled tubing and GDV oscillations generator. One of the purposes of the differentiated approach of the enterprise to the works on well can consist in setting the cement plug, i.e. isolation of a portion of perforation holes. Using the coiled tubing provides the enterprise new opportunities for performing the downhole works not related to injection of process liquids through them. These operations include the logging studies, bed stimulation with applying a jet pump, which are connected with the necessity of lowering various instruments into the well. The coiled tubing is an ideal facility for delivery of the equipment to the appropriate point of the well. When doing this, the geophysical cable is placed inside the tube and protected against abrasion that is an essential advantage in comparison of lowering the instruments on usual tubes.

All the above treatment technologies are more cost effective in comparison with similar treatments performed by the subsurface well workover teams. The estimated cost of the acid treatment in a complex with flushing-out the well bottom performed by the Ural-Design is lower than the cost of similar treatment performed by the well-workover team by 27 %, that of the acid treatment with flushing-out the well bottom and cleaning the producing string is lower by 13 %, that of the vibration-wave treatment with flushing-out the well bottom is lower by 33 % and that of the vibration-wave treatment with flushing-out the well bottom and cleaning the producing string — by 6 %. The time taken by the operation is lower 5.5, 4.6, 3.9 and 3.5 times, respectively. Should the travelling of the machinery from the base to the object equal to, for instance, 50 km, be taken into account, the same acid treatment (KSPEO-3TN) with flushing-out the producing string and well bottom performed by the RANT-10M unit would be cheaper for the customer by 58 % in comparison with the works performed by the well-workover team. Besides, when performing the well workover, the team will perform one round-trip that will contribute to quicker wear of the threaded joints and need for restoration of the producing string; the duration of the shutdown of the injection well stock will be longer by, at least, 5 days. Further, there would be the CDNG expenses for hookup of the wells into the oil pipeline for drainage and the additional expenses for preparing the oil and disposal of additional liquid would be required. It should be noted that when performing the treatments by means of the RANT-10M unit, the steaming of the underground equipment and disposal of solid petroleum wastes would become unnecessary that also results in reducing the costs from the customer's side and does not worsen the ecological situation in the area of the object. All the foregoing allows us to hope that the RANT M-10 plant will find the even more broad application for solving the problems set to the enterprise. ▲

POWERCLEAN

Schlumberger

КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ЭФФЕКТИВНОЙ И КАЧЕСТВЕННОЙ ПРОМЫВКИ ЗАБОЯ СКВАЖИН

INTEGRATED SYSTEM FOR EFFECTIVE, EFFICIENT WELLBORE FILL REMOVAL

Новая интегрированная система PowerCLEAN* позволяет решать задачи промывки скважин с использованием койлтюбинга. Система включает в себя:

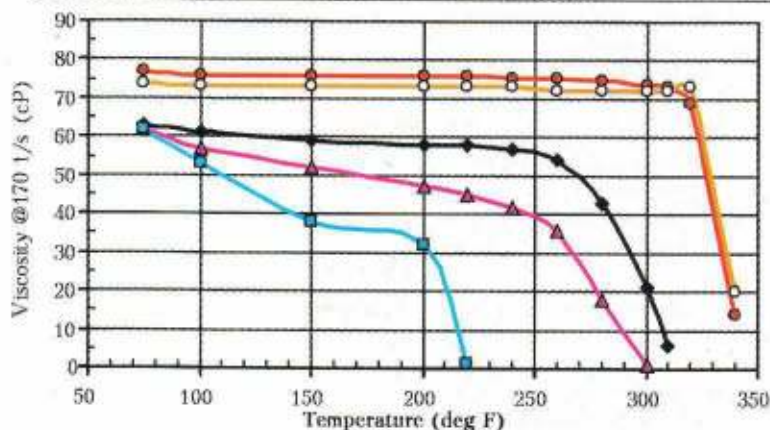
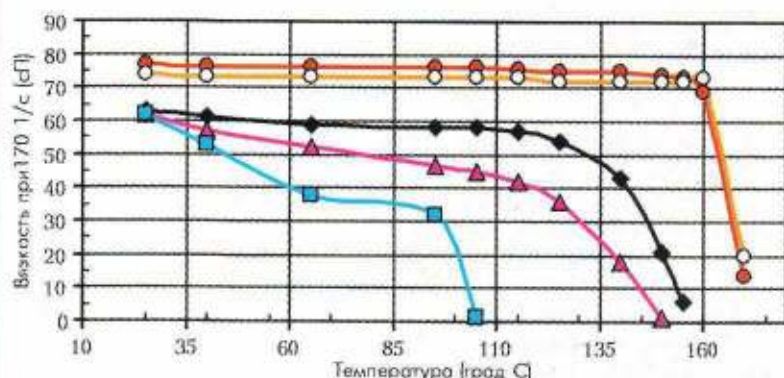
- программное обеспечение для планирования работ,
- специально спроектированную промывочную форсунку, существенно улучшающую качество промывки,
- специальные жидкости и
- систему мониторинга твердых частиц.

Интегрированная система PowerCLEAN*, разработанная в результате масштабных исследований и тщательных стендовых испытаний, позволяет оптимально удалять песок, бокситы и аналогичные им частицы практически при любых скважинных условиях. Оптимальное выполнение работ обеспечивает система мониторинга частиц, отслеживающая их содержание в реальном времени при выносе на устье.

ЖИДКОСТИ POWERCLEAN

В системе PowerCLEAN можно применять обычные промывочные жидкости в предельно допустимых для них температурных режимах. Например, ксантановый биополимер можно применять при забойной температуре до 121 °C. Температурный предел применения новых жидкостей марки J571 и J572, разработанных для системы PowerCLEAN, достигает 163 °C. J572 представляет собой биополимерный порошок, который при смешивании с пресной или морской водой превращается в вязкий раствор.

J571 является суспензионной версией раствора J572. Обе эти жидкости обладают гораздо большей вязкостью и значительно более высокой температурной устойчивостью по сравнению с другими промывочными жидкостями. Растворы на основе J571 и J572 проявляют ярко выраженное свойство разжижаться пос-



▲ Реология различных промывочных жидкостей
Rheology of Various Cleanout Fluids

Преимущества интегрированной системы

- Промывка скважин
- Совместимость с традиционными фильтрами в НКТ, технологиями оптимизации PowerSTIM* или системой стимуляции CoilFRAC* через НКТ

Преимущества

- Wellbore fill removal
- Integration with through-tubing gravel pack, PowerSTIM* well optimization, or CoilFRAC* stimulation through coiled tubing multistage processes

ле увеличения напряжения сдвига. Жидкостное трение растворов J571 и J572 гораздо меньше, чем у ксантана и других вязких жидкостей, как на полимерной, так и на неполимерной основе.

ФОРСУНКИ POWERCLEAN

Форсунки PowerCLEAN разработаны с целью эффективного удаления частиц из стволов любой конфигурации с применением воды или вязких жидкостей. Сопла в теле форсунки расположены под особым углом и создают вихревой эффект, благодаря которому турбулентный поток выносит частицы на поверхность. Обычные промывочные форсунки, доступные на рынке койлтюбинговых услуг, оснащены соплами, направленными только вперед или вперед и назад, что не обеспечивает эффективного «выметания» всех частиц из скважины.

Энергия струи встряхивает и увлекает песок в промывочную жид-

Преимущества

- Эффективная промывка практически любых скважин, включая обсадные колонны большого диаметра, скважины с высокими температурами при работе угле-испарения.
- Оптимизированная конструкция промывки сокращает время обработки и объем закачиваемой жидкости.
- Мониторинг выноса частиц на поверхность в реальном времени.
- Минимизация промывочных расходов благодаря высокой технологичности

компонентной системы и методов проведения работ.

Преимущества

- Effective cleaning for virtually all wells, including large casing and high-temperature wells at any deviation angle.
- Optimized cleanout design resulting in shorter cleanout time and reduced pumping fluid volume.
- Real-time monitoring of solids returns at surface.
- Reduced job risks resulting from highly engineered integrated system and procedures.

The new PowerCLEAN® system is a truly integrated solution for wellbore fill removal using coiled tubing (CT). It includes job design software, a proprietary nozzle design that greatly improves cleaning ability, specialized fluids, and a solids monitoring system. The integrated system was developed through extensive research and rigorous testing to enable optimum cleanout of sand, bauxite, and similar particles under virtually any wellbore conditions. For optimal job execution, a solids monitoring system detects removed particles in real time as they return to the surface.

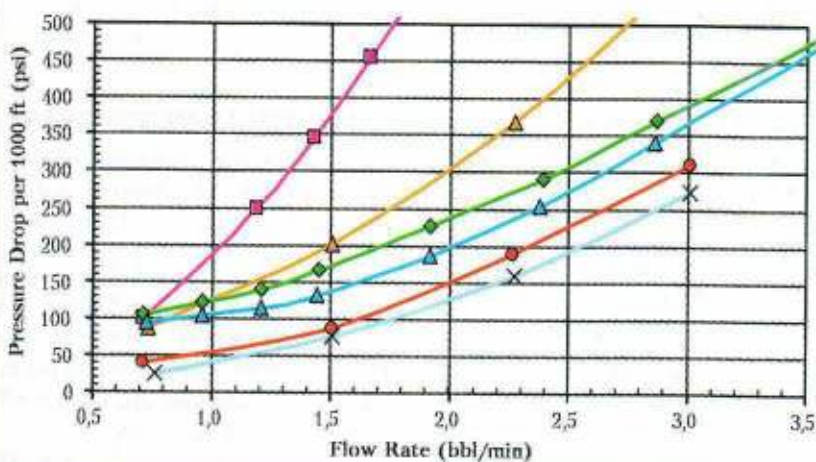
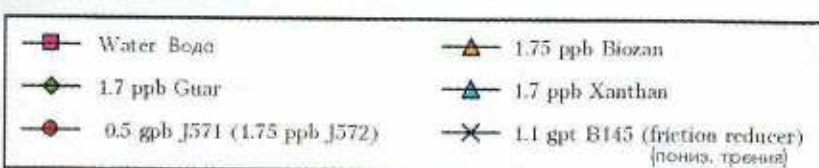
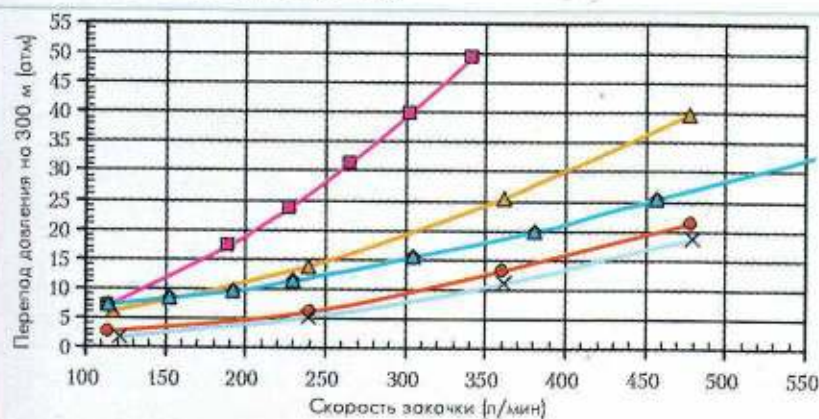
POWERCLEAN FLUIDS

Ordinary cleanout fluids can be used with the PowerCLEAN system up to their temperature limits. For example, xanthan biopolymer is suitable for applications up to 250 °F [121 °C] bottomhole temperature. The new PowerCLEAN fluids, J571 and J572, extend cleanouts to 325 °F [163 °C].

J572 is a biopolymer powder which, when mixed with fresh water or seawater, creates a viscous solution. J571 is a slurry version of J572. Both fluids have much higher viscosity and significantly better high-temperature stability than other cleanout fluids. The viscosity profiles of solutions containing J571 or J572 exhibit pronounced shear thinning. The friction pressure of J571 and J572 is much lower than that of xanthan and other polymer-based or nonpolymer-based viscous fluids.

POWERCLEAN NOZZLES

PowerCLEAN nozzles were developed for efficient removal of solids from all wellbore configurations



▲ Гидравлические потери в колонне ГНКТ 38,1 мм
Fluid Friction Pressure in 1.5-inch Straight Coiled Tubing

кость, не дает частицам опускаться ниже уровня форсунки и эффективно выносит песок к устью скважины.

Многочисленные испытания доказали превосходную работоспособность форсунок PowerCLEAN, обеспечивающую полное удаление частиц при меньшем расходе жидкости по сравнению с другими типами форсунок.

В конструкции форсунок Power-CLEAN нет движущихся деталей, поэтому они не требуют техобслуживания.

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ POWERCLEAN

Аналитическая модель и программное обеспечение (ПО) для планирования операции являются «мозгом» и интегрирующей структурой системы PowerCLEAN.

Разработанная посредством всесторонних исследований и окончательно настроенная в ходе многочисленных испытаний модель и ПО PowerCLEAN позволяют планировать и выполнять каждую обработку скважины с максимальной точностью в пределах оптимальных затрат средств и времени.

Для каждой определенной скважины и рабочих условий программа системы PowerCLEAN оценивает целесообразность использования

той или иной промывочной жидкости или сочетания разных жидкостей и предлагает рекомендации по растворам и технологическим процедурам, таким как максимальная скорость спуска колонны ГНКТ при вхождении в интервал промывки, оптимальная скорость подъема колонны ГНКТ, обеспечивающая вынос частиц на поверхность, оптимальная подача насоса и т.д.

Чтобы предоставить пользователю дополнительную информацию по планированию и выполнению обработки, программа создает несколько диаграмм.

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ЧАСТИЦ

Система мониторинга частиц на выносе в режиме реального времени позволяет оптимально производить про-

цедуры очистки скважины с помощью воды или вязких жидкостей. Специально угловые отверстия в корпусе сопла создают вращательный эффект, который производит вращательный вихрь для выноса удаленных частиц к поверхности. Традиционные сопла имеют только вперед-только сопла или вперед-назад сопла, которые не выносят твердые частицы из скважины эффективно, оставляя осадок внутри скважины.

Энергия струи сопла перемешивает и увлекает песок в поток очистительной жидкости, предотвращая его падение ниже сопла, и эффективно перемещает песок вверх по стволу скважины.

Многочисленные испытания показали, что сопла PowerCLEAN имеют превосходную производительность, которая позволяет полностью

Преимущества

- Полностью интегрированная система, включающая работу «всплывающую».

- Низкое гидродинамическое трение позволяет увеличивать расход без повышения давления закачки.

- При меньшем расходе достигается эффективная промывка песка и бокситов в 7-дюймовой обсадной колонне при падении 160 фунтов и в 9 1/2-дюймовой колонне — 320 фунтов при любом угле искривления ствола.

- Большинство растворов, применяемых в системе PowerCLEAN, безвредны, неток-

сичны и обладают свойствами биоразградации.

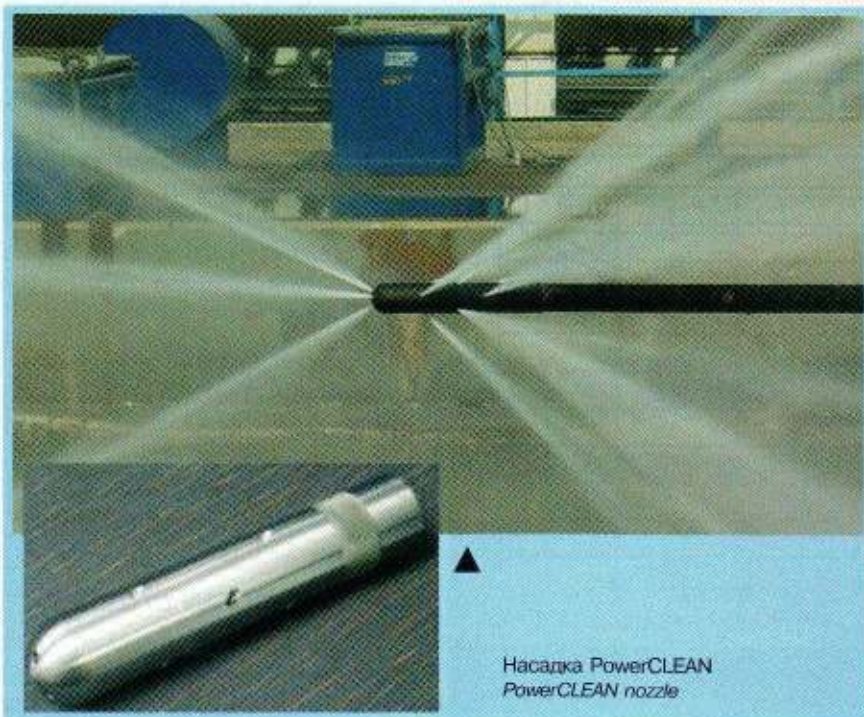
Преимущества

- Fully integrated system, requiring no guesswork.

- Low fluid friction pressure, allowing higher flow rates without increasing pumping pressure.

- Lower flow rate requirements, enabling effective cleaning of sand and barite in 7-in. casing at 1.0 bbl./min and in 9 1/2-in. casing at 2.0 bbl./min flow rate and any deviation angle.

- Most PowerCLEAN fluids are nonhazardous, nontoxic, and biodegradable.



cedure of solids at lower flow rates than other nozzle types. Pull-out-of-hole speeds can be up to several times faster than with other nozzle types.

The PowerCLEAN nozzle has no moving parts, making maintenance unnecessary.

POWERCLEAN SOFTWARE

The analytical model and job design software are the brain and the integrating structure of the PowerCLEAN system. Developed through comprehensive research and finely tuned through extensive testing, the PowerCLEAN model and software allow every cleanout job to be designed and executed with utmost precision within the optimum cost and time.

For any given wellbore and operating conditions, PowerCLEAN software evaluates each fluid or a

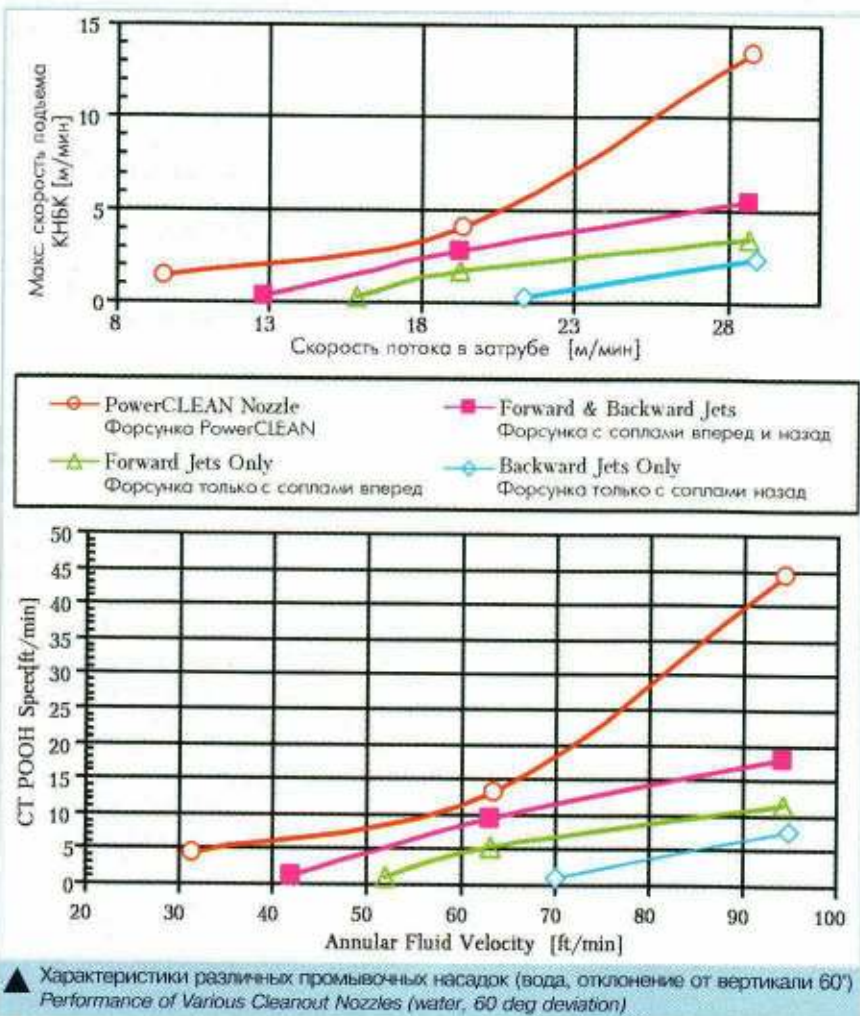
мывочные работы. Система не требует внедрения внутрь рабочего оборудования, монтируется на существующем коленчатом патрубке обратной линии, а вынос частиц отслеживается на компьютере, удаленном от датчиков на 50 метров. В ходе промывки на основании анализа выносимых частиц можно оптимально корректировать рабочие процедуры и/или параметры промывочных жидкостей.

ДОСТИЖЕНИЯ

В округе Пекос штата Техас был проведен целый ряд промывочных работ с применением технологии PowerCLEAN. Истинная глубина скважин превышала 5700 метров, а угол искривления ствола достигал 90°.

Из-за высоких температур (141 °C) инженер-технолог «Шлюмберже», основываясь на результатах анализа ПО PowerCLEAN, рекомендовал применение раствора J572. В результате подбора оптимальных параметров, обеспечивающих минимальное жидкостное трение, при первой промывке закачивался раствор J572: по 310 л/мин при циркуляционном давлении менее 340 атм через ГНКТ диаметром 1,5 дюйма (38,1 мм) и длиной 6175 метров. Результат оказался превосходным: извлечено более 10 тонн боксита 20/40.

На скважине в Мексиканском заливе система PowerCLEAN была использована для извлечения избыточного боксита с кровли гравийного фильтра. Максимальный угол отклонения составлял 72,4°. Моделирование выдало рекомендация использовать в качестве промывочной жидкости ксантан. Промывка оказалась предельно успешной: за 12 часов из скважины удалено около 8 тонн боксита. При повторном спуске колонна ГНКТ «встала» на канатном замке гравийного фильтра, что подтвердило успешность работ и полную промывку скважины. После обработки добыча на скважине возросла с 14 тыс. м³/сут. до 71 тыс. м³/сут.



combination of different fluids and recommends the best fluid and job procedure, such as the maximum run-in-hole CT speed when penetrating the fill, optimum CT pull-out-of-hole speed while sweeping solids up the wellbore, optimum pump rate during these procedures, etc. Several graphs are generated to provide the user with more information about the cleanout job design and execution.

SOLIDS MONITORING SYSTEM

A system for monitoring solids returns in real time enables optimal execution of cleanout jobs. The system is nonintrusive; it is mounted on an existing elbow on the flowback line, and particle returns are monitored on a computer up to 150 ft away from the sensor. Based on observations of solids returns during the cleanout job, job procedure and/or fluid properties can be adjusted for optimum performance.

SUCCESSSES

A series of CT cleanouts was performed in Pecos County, Texas, using the PowerCLEAN system. Measured depths were more than 19,000 ft, and the well deviation was as great as 90°. Because of high temperatures (285 °F [141 °C]), the PowerCLEAN job design software recommended that J572 be used. In the first cleanout, J572 was pumped at up to 2 bbl/min with less than 5,000 psi circulating pressure through 20,270 ft of 1.5-in. CT as a result of the optimum fluid properties that enabled lower friction pressures. The results were excellent: Up to 20,000 lbm of 20/40 bauxite were cleaned out.

In a Gulf of Mexico well, the PowerCLEAN system was used to clean excess gravel pack (bauxite) on top of a gravel-pack assembly. The well had a maximum deviation of 72.4°. PowerCLEAN software simulations recommended xanthan as the cleanout fluid. The cleanout was highly successful, as approximately 16,500 lbm of bauxite were removed from the well in 12 hr. When the CT was run in again, it tagged the rope socket on the gravel pack assembly, confirming that the well was totally cleaned. After the procedure, well production increased to 2.5 MMscf/d from 0.5 MMscf/d.

НОВОЕ НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КОЛТЮБИНГОВЫХ ОПЕРАЦИЙ

NEW PUMPING EQUIPMENT FOR PERFORMING COILED TUBING OPERATIONS

С.А. Рябоконт, В.Г. Кармолин, В.М. Мильштейн (ОАО НПО «Бурение»)
S.A.Ryabokon, V.G.Karmolin and V.M.Miistein (Burenie Scientific and Production Association)

Производство ремонтных работ в нефтяных и газовых скважинах с применением колтубинговой технологии все шире внедряется в отечественную практику добычи нефти и газа. В результате внедрения этого метода тысячи скважин введены в эксплуатацию при значительном сокращении сроков их ремонта.

Наряду с этим следует обратить внимание на проблемы, связанные с применением устаревшего насосного оборудования, не соответствующего особенностям колтубинговой технологии. Основной проблемой при этом является увеличение рабочего давления за счет применения гибких труб малого диаметра, что способствует росту гидравлических сопротивлений при прокачке по ним рабочих жидкостей. В процессе проведения отдельных промывочных операций в скважинах рабочее давление достигает чрезмерных величин, выводящих из строя насосную технику.

Примером таких случаев является опыт работы ОАО «Сургутнефтегаз» [1], где при промывке гидратных пробок в скважинах и при других промывочных операциях часто выходят из строя насосные агрегаты ЦА-320А. Поршневые насосы 9Т, которыми оснащены эти агрегаты, не выдерживают длительной работы при высоком давлении. Как и у всех поршневых насосов двойного действия, даже при слабой сработанности поршней и цилиндрических втулок при повышении давления происходят перетоки жидкости из одной полости цилиндра в другую, резко снижая коэффициент подачи насоса [2].

Выходом из этого положения является применение насосных установок, оснащенных плунжерными насосами одинарного действия, у которых внутрицилиндровых перетоков жидкостей быть не может.

В связи с этим для выполнения изоляционных работ в скважинах с использованием цемента или полимеров при осуществлении колтубинговой технологии мы считаем наиболее целесообразным применение насосных установок типа УНЦМ-4, разработанных специалистами НПО «Бурение».

Performing the workover in oil and gas wells with using the coiled-tubing technology is introduced into the domestic practice of oil and gas production more and more broadly. As a result of introduction of this method, thousands of wells have been put into operation with considerable reduction of the duration of their workover.

Besides, the attention should be paid to the problems related to the use of the obsolete pumping equipment mismatching the features of the coiled-tubing technology. The basic problem consists in increasing the operating pressure at the expense of using the coiled tubing with small diameter that contributes to the growth of hydraulic resistances when pumping the working fluids through them. When performing particular flushing operations in the wells, the operating pressure reaches excessive values causing the failure of the pumping machinery.

The example of such cases is the experience of the Surgutneftegaz [1] where the failures of the CA-320A pumping units often take place when flushing-out the hydrate plugs in the wells and performing other flushing. These units are equipped with the 9T piston pumps, which do not stand the long-term operation at high pressure. Like in any double-acting piston pumps, the rise of the pressure causes the fluid to overflow from one cavity of the cylinder into another, even in case of weak harmony of work of the pistons and liners, that reduces considerably the pump delivery rate [2].

This problem could be solved by using the pumping units equipped with single-acting plunger pumps where no liquid overflows inside the cylinder could take place.

In this connection, for performing the insulating operations in the wells with using cement or polymers when implementing the coiled-tubing technologies, we consider the use of the UNCM-4 pumping units designed by the Burenie Scientific and Production Association to be the most expedient.

This unit is a complex of the process equipment including the bin for accumulation and transportation of dry materials, unit for preparing and homogenization of solutions and suspensions as well as the plunger pump for injection of driving

Эта установка представляет собой комплекс технологического оборудования, включающего бункер для накопления и транспортировки сухих материалов, блок для приготовления и гомогенизации растворов и суспензий, а также трехплунжерный насос для нагнетания рабочих жидкостей в скважину в расчетном режиме как по производительности, так и по величине рабочих давлений.

Насос с шифром СИН-35НМ-01, оснащенный плунжерами диаметром 120 мм, способен развивать рабочее давление до 31,5 МПа (опрессовочное — до 40 МПа). Наибольшая подача насоса при давлении до 7 МПа — 15 $\text{дм}^3/\text{с}$.

Установка способна готовить цементный раствор порциями по 4 м^3 методом рециркуляции. Приготовление растворов таким способом обеспечивает ему высокое качество — полное соответствие заданных свойств и однородность по всему объему. В настоящее время специалистами ОАО НПО «Бурение» разрабатывается установка, способная готовить цементный раствор порциями до 6 м^3 .

Установка предназначена для работы в умеренно-холодных II–IV климатических районах (по ГОСТ 15350). Прочие условия, обеспечивающие нормальную работу установки на скважинах, адекватны тем, в которых выполняются стандартные цементировочные агрегаты.

Общий вид установки приведен на рис. 1. Схема расположения и обвязки основных модулей установки показаны на рис. 2.

ПОДГОТОВКА УСТАНОВКИ К РАБОТЕ

Перед выездом на скважину бункер установки загружают цементом или другой тампонажной смесью с помощью пневмотранспорта или других загрузочных средств через верхний люк бункера. По прибытии на места работы установку располагают около устья скважины в соответствии с правилами безопасности, действующими на данном предприятии. Устойчивость установки обеспечивают домкратами. В резервуар гомогенизатора и мерный бак подают жидкость для затворения цемента и прочих нужд. К гибким трубам колтюбинга подводят и подключают нагнетательный трубопровод, который подвергают опрессовке на давление, в 1,5 раза превышающее величину ожидаемого рабочего давления.

Устанавливают и крепят гидровакуумный смеситель, соединяя его отвод для подачи цемента с выходным патрубком заслонки, расположенной под бункером. Затем крепят выкидную трубу, направляя поток из нее в резервуар гомогенизатора, как показано на схеме (рис. 2).

ПРИГОТОВЛЕНИЕ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА

Количество жидкости затворения в резервуаре гомогенизатора должно соответствовать расчетному объему тампонажного раствора при заданном водоцементном отношении. В воду, помещенную в гомогенизатор, вводят химические реагенты, если они предусмотрены заданной рецептурой приготавливаемого раствора. Запускают двигатель 7 (рис. 2), включают коробку отбора

fluids into the well in the design regime as to both capacity and operating pressures.

The pump with the code SIN-35NM-01 fitted with the plungers 120 mm in diameter is capable of providing the operating pressure of up to 31.5 MPa (when performing the pressure testing — up to 40 MPa). The maximum pump capacity at the pressure of up to 7 MPa is 15 $\text{dm}^3/\text{second}$.

The unit is capable of preparing cement solution in portions with the volume of 4 m^3 by the recirculation method. Preparing the solutions in such a way ensures its high quality, its full compliance with the specification and homogeneity throughout the whole volume. Now the specialists of the Burenie Scientific and Production Association develop the unit which will be capable of preparing the portions of cement solutions with the volumes of up to 6 m^3 .

The unit is designed for operation in the moderately cold climatic zones (II – IV according to the GOST 15350). Other conditions ensuring the normal operation of the unit on the wells are adequate to those, under which the standard cementing units operate.

The general view of the unit is shown in Fig. 1. The diagram of arrangement and connection of the basic parts of the unit is shown in Fig. 2.

PRE-OPERATION OF THE UNIT

Prior to departure to the well, the unit bin shall be loaded with cement or other grouting mixture using the pneumatic transport or other loading facilities through the top hatch of the bin.

On arrival on a site of operation, the unit shall be positioned at the well head in accordance with the safety rules being in force at that enterprise. The stability of the unit shall be ensured using the jacks. The fluid for tempering cement and other needs shall be fed to the homogenizer tank. The injection pipeline shall be led and connected to the coiled tubing. The injection pipeline shall be subjected to the pressure test at the pressure exceeding the expected operating value 1.5 times.

Then the hydraulic vacuum mixer shall be mounted and fastened and its tap for feeding cement shall be connected with the output pipe of the damper located under the bin. Then the discharge pipe shall be fixed in such a way that the flow from it would be directed into the homogenizer tank as shown in the diagram (Fig. 2).



Рис. 1. Установка для производства изоляционных работ в скважинах УНЦМ-4 (общий вид)

Fig. 1. UNCM-4 unit for performing insulation works in the wells (general view)

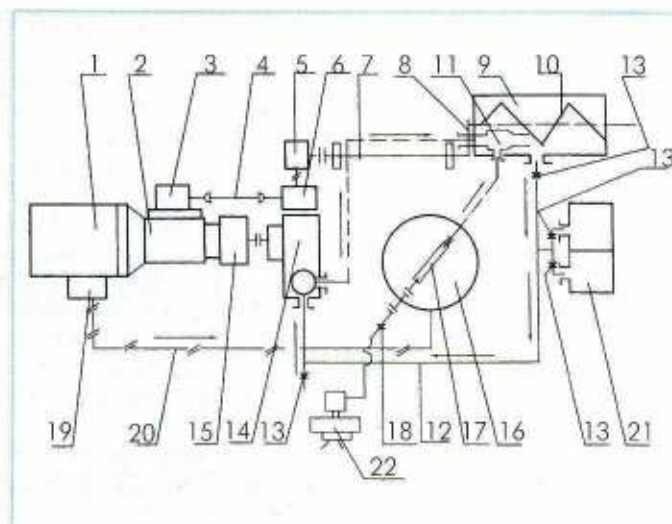


Рис. 2. Схема расположения и обвязки основных модулей установки: 1 — двигатель; 2 — коробка передач; 3 — коробка отбора мощности трансмиссии привода мешалки гомогенизатора; 4 — карданная передача; 5, 6 — редукторы червячные; 7 — вал трансмиссионный; 8 — передача цепная; 9 — гомогенизатор; 10 — мешалка; 11 — смеситель гидровакуумный; 12 — manifold приемный; 13 — задвижка; 14 — насос; 15 — коробка отбора мощности; 16 — бункер; 17 — заслонка; 18 — отвод с краном; 19 — компрессор; 20 — воздуховод; 21 — бак мерный; 22 — турбина турбонаддува

Fig. 2. Diagram of arrangement and connection of the basic units of the plant: 1 — engine; 2 — gearbox; 3 — power takeoff box of the transmission for driving the homogenizer mixer; 4 — gimbal drive; 5, 6 — worm-and-wheel gearboxes; 7 — transmission shaft 8 — chain-drive; 9 — homogenizer; 10 — mixer; 11 — hydraulic vacuum mixer; 12 — receiving manifold; 13 — gate valve; 14 — pump; 15 — power takeoff box 16 — bin; 17 — damper; 18 — tap with cock; 19 — compressor; 20 — air duct; 21 — measuring tank; 22 — supercharger turbine

мощности 3 и приводят в действие мешалку 10, обеспечивающую тщательное перемешивание реагентов в воде, превращая ее в жидкость затворения цемента. Включают коробку отбора мощности 15 и вводят в действие насос 14, предварительно сделав соответствующее переключение задвижек 13 и кранов на напорной линии. Создают циркуляцию в системе: «гомогенизатор 9 — насос 14 — смеситель гидровакуумный 11 — гомогенизатор 9».

При получении устойчивого режима работающей системы в приемной камере смесителя 11 образуется вакуум и создается поток атмосферного воздуха через отвод с краном 18. Кроме этого, нагнетают воздух турбиной 22, предварительно открыв заслонку на подводе к ней и заглушив выхлоп газов из трубы путем закрывания заглушки на ее торце.

Открывают заслонку 17 и обеспечивают подачу цемента из бункера 16 в гидровакуумный смеситель 11, в результате чего циркулирующая в системе жидкость обогащается цементом, постепенно превращаясь в раствор с нарастающей плотностью. После достижения заданной величины плотности подачу цемента прекращают путем закрытия заслонки 17. Замкнутую циркуляцию приготовленного тампонажного раствора продолжают в течение 2–3 круговых циклов с целью повышения его качества и выравнивания параметров, затем, после соответствующего переключения кранов на напорном manifolde, нагнетают в скважину. Работу мешалки 10 необходимо продолжать до полного освобождения гомогенизатора от остатков приготовленного раствора. Затем приступают к нагнетанию в скважину продавочной жидкости из мерного бака, пополняя его из внешнего источника.

Одновременно с этим набирают воду в освободившийся от раствора гомогенизатор и затем приступают к обмыву оборудования от остатков цементного раствора. Воду с отходами раствора откачивают в амбар для утилизации остатков рабочих жидкостей.

Установка УНЦМ-4, снабженная оборудованием для накопления и транспортирования цемента, исключает необходимость применения транспортных средств для доставки сухого материала. Наличие на установке гомогенизатора исключает потребность в стандартной осреднительной емкости при необходимости получения раствора высокого качества. Таким образом, установка (в единственном числе) заменяет собой группу технических средств и

PREPARING THE GROUTING SOLUTION

The quantity of the tempering fluid in the homogenizer tank should correspond to the calculated volume of grouting solution with the specified water-to-cement ratio. The chemical reagents provided by the specified compounding of the solution to be prepared (if any) shall be added to water. Start the engine 1 (Fig. 2), engage the power takeoff box 3 and actuate the mixer 10 ensuring the thorough stirring of reagents in water and converting it into the cement-tempering fluid. Engage the power takeoff box 15 and turn on the pump 14 after having switched over the gate valves 13 and cocks in the pressure line. Create the circulation in the system «homogenizer 9 — pump 14 — hydraulic vacuum mixer 11 — homogenizer 9».

After reaching the stable conditions of the working system, vacuum will be created in the receiving camera of the mixer 11 and the atmospheric air flow through the tap with the cock 18 will be created. Besides, air will be supercharged by means of the turbine 22 after having opened the damper at its intake and having damped the exhaust of gases from the tube by shutting off the plug at its end.

Open the damper 17 and feed the cement from the bins 16 into the hydraulic vacuum mixer 11, due to that the fluid circulating in the system will be enriched with cement while turning step-by-step into the solution with increasing density. On reaching the specified value of density, the feeding of cement shall be shut-down by closing the damper 17. The closed circulation of the grouting solution prepared shall be maintain within two to three round cycles for the purpose of improvement of its quality and smoothing the parameters, then, after switching-over appropriately the cocks on the discharge manifold, the solution shall be injected into the well. The operation of the mixer 10 shall be continued until the homogenizer is cleared completely from the residues of the prepared solution. Then proceed to injection of the driving fluid into the well from the measuring tank while refilling the latter from an external source.

Simultaneously, fill the homogenizer cleared from the solution with water and then proceed to flushing out the residues of the cement solution from the equipment. Water with wastes of solution shall be pumped out into the storage for disposal of working fluids.

The UNCM-4 unit equipped with the facilities for accumulation and transportation of cement makes it unnecessary to use vehicles for delivery of dry material to the place of application. The availability of the homogenizer on

агрегатов соответствующего назначения, что позволяет снизить стоимость ремонтных операций в скважинах. Применение цементного раствора высокого качества, которое обеспечивает данная установка, дает возможность избежать повторных операций, необходимость в которых иногда возникает по причине применения некачественного цементного раствора.

На основании изложенного можно с уверенностью утверждать о целесообразности применения установки УНЦМ-4 при ремонтно-изоляционных работах в скважинах, и в первую очередь при использовании колтюбинговой технологии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кочетков Л., Журба В., Бурдин К. ОАО «Сургутнефтегаз» — лидер в применении установок с непрерывной трубой при капитальном ремонте скважин на территории России и стран СНГ // Coiled tubing times. Время колтюбинга. — № 6. — Ноябрь, 2003. — С. 19.

2. Мильштейн В.М. Цементирование буровых скважин. — Краснодар, 2003. — 375 с.

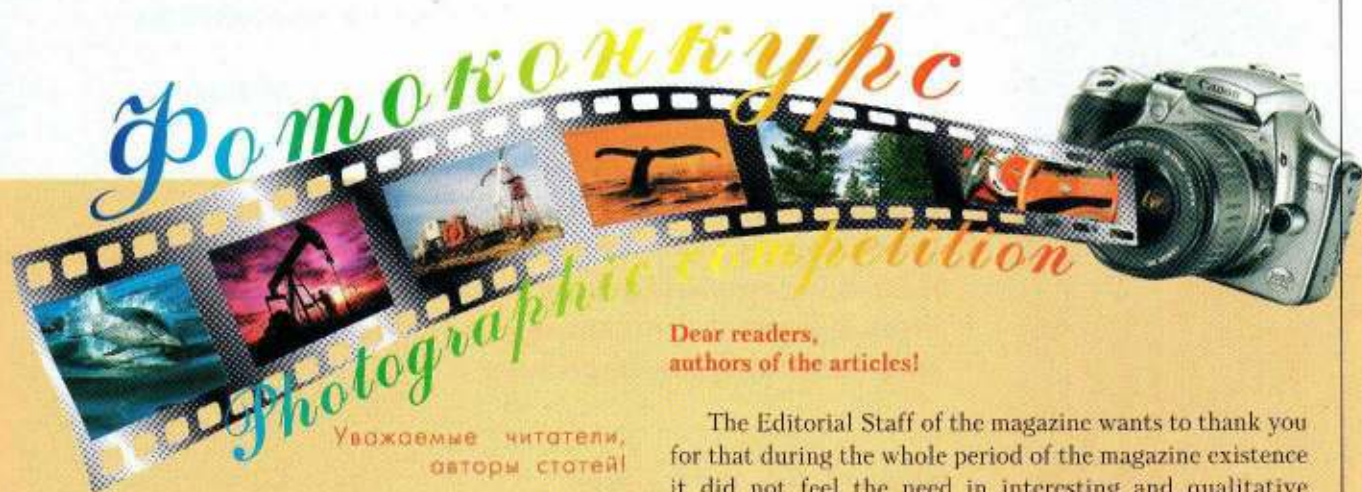
the unit when it is necessary to obtain the high quality solution eliminates the need for the standard cement surge tank. Thus, the unit (in a single unit) replaces a group of technical means and units of the appropriate purpose and thereby allows the well workover cost to be reduced. Applying the cement solution with high quality provided by this unit enables the repeated operations, which are sometimes necessary due to poor quality of the cement solution, to be avoided.

On the basis of the foregoing, it could be stated with confidence that the use of the UNCM-4 unit is expedient when performing the workover and insulation operations in wells and, first of all, when using the coiled-tubing technology.

REFERENCES:

1. L.Kochetkov, V.Zhurba, K.Buridin. The Surgutneftegas is the Leader in Using the Coiled Tubing Units When Performing the Well Workover on the Territory of Russia and CIS Countries. Coiled Tubing Times. No. 6, November, 2003, page 19.

2. V.M.Milstein. Cementation of boreholes. Krasnodar, 2003, 375 pages.



Dear readers,
authors of the articles!

The Editorial Staff of the magazine wants to thank you for that during the whole period of the magazine existence it did not feel the need in interesting and qualitative photomaterials. We would like to support your initiative and announce of conducting the photo competition «Coiled Tubing — in the Objective Lens».

For participation in the competition you have to send to the Editorship your photographs the subjects of which can be coiled tubing equipment, tools, moments of manufacturing and running, surrounding nature and people.

The photographs shall be accompanied by the not large explanatory text and description of the author.

The total results of the competition will be summarized up and declared on September 21–22, 2004 in Tyumen at the 5-th All-Russian Scientific-Practical Conference on Problems and Outlooks of the Coiled Tubing Technologies at the Oil-and-Gas Complex in the days of conducting the International Exhibition «Oil and Gas. Conversion and Engineering for Energy Sector».

THE WINNERS WILL RECEIVE DIPLOMAS AND PRIZES. THE BEST WORKS WILL BE PLACED ON THE SITE www.crkt.ru

Please, send us the photographs in electronic formats TIFF, JPG of 300 dpi (size 1:1) resolution, at the address: cttimes@gin.by or crkt@inbox.ru or in printing at the address: bld. 3, room 621 Profsoyuznaya st., 117036, Moscow.

Редакция журнала благодарит вас за то, что на протяжении всего периода существования журнала не испытывала недостатка в интересных и качественных фотоматериалах. Мы хотели бы поддержать вашу инициативу, и объявить о проведении фотоконкурса «В объективе — колтюбинг».

Для участия в конкурсе необходимо прислать в редакцию фотографии, тематикой которых могут быть колтюбинговое оборудование, инструмент, моменты изготовления и эксплуатации, окружающая природа и люди.

Фотографии должны сопровождаться небольшим пояснительным текстом и рассказом об авторе.

Итоги конкурса будут подведены и объявлены 21–22 сентября 2004 г. в Тюмени на 5-й Всероссийской научно-практической конференции по проблемам и перспективам развития колтюбинговых технологий в нефтегазовом комплексе в дни проведения Международной выставки «Нефть и газ. Конверсия и машиностроение для ТЭК».

ПОБЕДИТЕЛИ КОНКУРСА ПОЛУЧАТ ДИПЛОМЫ И ПРИЗЫ. ЛУЧШИЕ РАБОТЫ БУДУТ ОПУБЛИКОВАНЫ В ЖУРНАЛЕ «ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА» И РАЗМЕЩЕНЫ НА САЙТЕ www.crkt.ru

Просим высылать фотографии в электронном виде в форматах TIFF, JPG с разрешением 300 dpi (размер 1:1) по адресу cttimes@gin.by или crkt@inbox.ru или в напечатанном виде по адресу: 117036, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 3, комн. 621.

АННОТАЦИИ СТАТЕЙ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА 9-м ЕВРОПЕЙСКОМ КРУГЛОМ СТОЛЕ ПО КОЛТЮБИНГУ И СЕРВИСНОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ СКВАЖИН



THE ABSTRACTS OF THE PAPERS, PRESENTED
 AT THE 9th EUROPEAN COILED TUBING AND WELL
 INTERVENTION ROUNDTABLE

19 и 20 ноября 2003, г. Абердин, Шотландия
 Aberdeen Exhibition and Conference Centre, 19th & 20th November 2003

Столб песка, скопившийся в нагнетательных скважинах: обзор перспективного проведения операций в скважине на западе Шетландских островов

Авторы: Алан Уилсон, SPE, BP;
 Чарли Мичел, SPE, BP

Месторождение Foinaven расположено примерно в 190 км западнее Шетландских островов, на глубине 400–600 метров. Борьба с поступлением песка являлась самым большим вопросом в ходе проектирования заканчивания этих скважин и значительно изменилась со времени начала добычи в ноябре 1997 г. Эксплуатационные скважины были закончены различными типами автономных экранов, включая с проволочной обмоткой, премиум и раздвижные. Нагнетатели воды были или закончены экранами с проволочной обмоткой, или обсажены и перфорированы (там, где позволяла прочность).

Из-за высоких расходов на бурение и заканчивание, связанных с работой на глубинах, во многих случаях только мультizonные скважины имеют доступ к многочисленным песчаным горизонтам, таким образом, большие резервы являются более экономически эффективными. Мультizonные скважины могут иметь значительные вариации в давлении пласта-коллектора в зависимости от дебита и нагнетания на месторождении, что создает дополнительные сложности, особенно для нагнетательных скважин.

В этой статье мы представляем наглядную иллюстрацию двузонной нагнетательной скважины на месторождении Foinaven, оборудованной устройством для борьбы с поступлением песка в скважину, в которой поступление песка в скважину снижает приемистость нагнетательной скважины. Успешная работа с использованием скважинных кабельных тягачей (тракторов) и колтюринга была последовательно выполнена для восстановления приемистости. В дополнение к столбу песка, скопившегося в скважине, у нее была известная проблема с частично закрытым скважинным клапаном.

Обсуждается история эксплуатации скважины и мероприятия, приведшие к потере приемистости, бизнес-факторы, цели, опыт работы, уроки и поведение скважины после работ с ней. В обсуждение был включен обзор испытаний, проведенных на суше, который был осуществлен перед началом работ, режимы потенциальных поломок, которые привели к потере приемистости и в таких случаях возможности восстановления устройств для борьбы с поступлением песка. В заключение рассматривается влияние дорогого обслуживания на метод заканчивания оператора, особенно в нагнетательных скважинах.

Sand-Fill in Water Injection Wells;
 Review of a Challenging Intervention
 West of Shetland.

Authors: Allan Wilson, SPE, BP;
 Charlie Michel, SPE, BP

The Foinaven field is located some 190 km West of the Shetland Islands in water depths of 400–600 m. Sand control was a major consideration during the completion design for these wells and has evolved considerably since initial production in November 1997. Production wells have been completed with various types of standalone screen including pre-pack, wire-wrap, premium and expandables. Water injectors have been completed with either wire-wrap screens or cased and perforated (where rock strength allows).

Due to the high drilling and completion costs associated with operating in deepwater subsea environments, in many cases only multi-zone wells accessing multiple sand bodies and thus larger reserves are cost effective. Multi-zone wells can have a considerable variation in reservoir pressure depending on production and injection across the field which causes additional complications particularly for injector wells.

In this paper, we present the case history of a dual zone water injection well in the Foinaven field, completed with sand control, where sand ingress to the wellbore prevented any injectivity. A successful intervention utilizing wireline tractors and coiled tubing was subsequently performed to restore injectivity to the well. In addition to the sand fill, the well also had a known problem with a partially closed downhole valve.

Discussed in this paper are the well history and events leading up to the loss of injectivity, the business drivers, objectives, operational experience, lessons learned and post intervention well performance. Included in the discussion is a review of the onshore testing which was conducted prior the operation, the potential failure modes which resulted in the loss of injectivity and the possibilities for remedial sand control in such cases. Finally, the impact of this high cost intervention on the operator's completion philosophy, particularly in water injection wells is addressed.

Использование кольтюбингового оборудования для спуска комплексных составных труб типа «летучка»

**Джоел Ригнол, Total E&P Nederland,
Жан Марк Крепа, Total E&P Nederland,
Эдвард Хоган, SPE, Schlumberger Oilfield Services,
Хендри Ден Бестен, Weatherford**

Стоимость восстановительных работ на малодобитных газовых скважинах, страдающих от проблем откачки воды, может быть непомерно высокой, особенно на море. Получаемая финансовая отдача часто не оправдывает затраты, связанные с извлечением и установкой нового заканчивающего оборудования, в то время как повреждения пласта, вызванные многочисленными методами глушения, могут снизить потенциал уже малодобитных скважин.

Колтюбинговая «летучка» зачастую может представлять собой быстрый и экономически эффективный способ содействия в откачке воды. Способность функционировать в условиях действующей скважины помогает избежать повреждения пласта, делая решение идеальным для многих ситуаций. Однако ограниченный ресурс колонны из углеродистой стали в коррозионной среде требует другого решения. Следующим выбором является спуск и подвешивание хромовой трубной колонны при помощи установки для спуска под давлением, что делает спуск коррозиестойчивой трубы возможным в условиях функционирующей скважины. Однако высокая стоимость и большее время спуска под давлением снижает привлекательность метода.

Нетрадиционная процедура спуска коррозиестойчивой составной трубы при помощи колтюбингового оборудования использовалась несколько раз, для того чтобы иметь возможность сочетать преимущества колтюбинговых операций и операций спуска под давлением. Хотя, будучи ограниченным сравнительно небольшими длинами хвостовика, этот метод при возможности был использован для спуска полной «летучки». Ограниченная прочность на растяжение внешне промываемой резьбы в некоторых случаях ограничивает длину колонны.

Решением этой проблемы является спуск сложной колонны двумя независимыми секциями, что было применено на практике для увеличения общей длины «летучки» до 4115 метров.

Данная статья характеризует конструкцию и выполнение работ, в которых колтюбинговая труба и составная труба использовались как сложная «летучка» для восстановления дебита газовой скважины при сохранении полной функциональности скважинного предохранительного клапана. Особенное внимание было уделено конструкции колонны, которая должна быть изготовлена в соответствии с требованиями внешне омываемой резьбы.

Успешное объединение технического обслуживания составной трубы с колтюбинговым оборудованием для обеспечения решений заканчивания скважин

**Алан Турнер, Halliburton (представил),
Джорж Харкус и Кейт Хеннинг, Halliburton,
Петер Бомонт-Смит, ConocoPhillips (соавторы)**

Эта статья описывает новую сконструированную и проверенную систему для работ со скважинами с установок в блочном исполнении на юге Северного моря в Великобритании. Эта система включает прежде всего колтюбинговый инжектор, установку для его позиционирования и специально разработанную корзину с монтажной мачтой и панелью управления инжектора для спуска составной трубы.

Каждый компонент всей системы весит менее 8 тонн, для оборудования требуется минимальное количество сборки на платформе. Не требуется сборочного монтажа/демонтажа агрегата и отдельных узлов на платформе.

Using Coiled Tubing Equipment to run complex Jointed Tubing velocity strings

**Joel Rignol, Total E&P Nederland;
Jean Marc Krepa, Total E&P Nederland Edward;
Hogan, SPE, Schlumberger Oilfield Services;
Hendri Den Besten, Weatherford**

The cost of remedial work on marginal gas wells suffering from water unloading problems can be prohibitive, especially in an offshore environment. The expected financial return often does not justify the rig costs associated with pulling and running a new completion, while the formation damage caused by many well-killing methods can reduce the production potential of already marginal wells.

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

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

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

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

The Successful Amalgamation of Jointed Pipe Handling with Coiled Tubing Equipment to Provide Well Completion Solutions

**Alan Turner, Halliburton (Presenter);
George Marcus and Keith Henning, Halliburton;
Peter Beaumont-Smith, ConocoPhillips
(Co-authors)**

This paper discusses a newly built and proven system that has been developed for well intervention on compact installations in the U.K. Southern North Sea, (SNS). This system is comprised primarily of a coiled tubing injector, injector positioning unit, and specially designed workbasket complete with gin pole and injector control consoles for the running of jointed pipe.

Each component of the whole system is below 8 tonnes in weight and only a minimal amount of offshore rig up is required. No offshore fabrication assembly/disassembly of individual main items are required.

This system was designed and function tested, and an onshore rig up trial was conducted within an area equivalent to the actual platform deck area.

The full system comprising the injector, workbasket, gin pole, injector positioning unit, and tower sections

Система была спроектирована и проверена на работоспособность, проведена проверка монтажа на суше, на площади, эквивалентной площади палубы платформы.

Полная система, включающая инжектор, рабочую корзину, монтажную мачту, установку для позиционирования инжектора и части вышки, была успешно использована для упрощения монтажа и спуска скоростной колонны составной трубы на трех скважинах на юге Северного моря в Великобритании.

Проведение ремонтного заканчивания скважины при помощи колтюбинговой технологии в Северном море: обзор конструкции и функционирования с описанием

Представлено:

**Эшли Уипер, BJ Services Company (UK) Ltd.,
Эндрю МакДауэл, Элан Пиллар,
BJ Services Company (UK) Ltd. (соавторы)**

Старая, месторождения часто нуждаются в ремонтных заканчиваниях для поддержания дебита, изоляции пластов или ремонта. Использование колтюбинговой технологии позволяет выполнять такие сложные операции на функционирующих скважинах при помощи колтюбинговых или составных труб. Выполнение их на платформах в Северном море имеет ряд трудностей. Количество сложностей увеличивается, когда платформа автономная. К настоящему времени было выполнено большое количество различных операций, получен большой опыт, в том числе опыт успешных работ, подобраны оптимальные характеристики. Описаны ключевые аспекты, соображения, проблемы и решения, касающиеся спуска трубы, с описанием практических работ.

Колтюбинговое бурение при отрицательном перепаде давления изломленных гидроразрывом залежей карбонатов в Нидерландах

Авторы: Мартин Менстер и Кен Халл, Nederlandse Aardolie Maatschappij, Б.В.Эдвин Шорл, The Expro Group, и Генри Нивольд, BJ Services International B.V.

В двух существующих эксплуатационных скважинах на месторождении газа Coevorden при помощи методов колтюбингового бурения при отрицательном перепаде давления для поиска и разработки запасов высокосернистого газа в изломленных карбонатных залежах были забурены новые стволы из основного ствола. Эти работы являются одними из самых сложных предпринятых до настоящего времени операций (глубина, высокосернистый газ, высокое давление и температура, высокий дебит) и расширили круг применения колтюбингового бурения на отрицательном перепаде давления. Дальнейшее использование возможностей изломленных карбонатных залежей становится прибыльным для выполнения работ в III квартале 2003 и начале 2004 года.

Использование колтюбинговой технологии обеспечило безопасное проведение буровых операций при отрицательном перепаде давления и пересечение добывающих изломов без больших потерь, что ранее делало бурение до планируемой глубины невозможным.

Эксплуатационные характеристики были хорошими, с общим показателем в 1040 метров, пробуренных в виде трех отдельных боковых стволов, из которых 525 метров было пробурено единой КНБК. 16 задач на месторождении Coevorden были выполнены досрочно — на 5 дней раньше запланированного срока, что позволило зарезать дополнительные боковые стволы.

Кампания была выполнена в срок, в рамках установленной сметы расходов, с заметными достижениями в условиях рекордного времени развертывания и времени пуска и значительно сниженного времени простоя по сравнению с применением подобной технологии в Shell Group.

was successfully used to facilitate the make up and running of jointed pipe velocity strings on three wells in the U.K. SNS.

Coiled Tubing Deployed Insert String Remedial Completions in the North Sea : An Engineering and Operational Overview with Case Histories

Ashley Wyper, BJ Services Company (UK) Ltd.; (Presenter), Andrew McDowell, Alan Pillar, BJ Services Company (UK) Ltd. (Co-authors)

As fields mature, remedial completions are often required for maintenance of well flow, zonal isolation or repairs. The use of Coiled Tubing technology allows such interventions to be performed on live wells, using both Coiled Tubing and jointed tubulars. Performing these complex operations on North Sea platforms presents many challenges. These challenges are magnified when the platform is 'normally unattended'. A variety of such operations have been performed to date representing a vast array of lessons learned, optimisations, and successful operations. Key operational aspects, considerations, challenges and solutions are reviewed for insert string solutions with case studies described.

Coiled tubing under-balanced drilling of fractured carbonate reserves in the Netherlands

Authors: Martin Meinster & Ken Hall, Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V. Edwin Schoorl, The Expro Group & Henri Niewold, BJ Services International B.V.

Two existing development wells in the Coevorden gas field were sidetracked using coiled tubing underbalanced drilling (CTUBD) techniques to locate and develop sour gas reserves in a fractured carbonate reservoir. These operations are amongst the most challenging undertaken by the industry to date (deep, sour, high pressure and temperature, high flow rate) and have extended the operating envelope of CTUBD applications. Further fractured carbonate opportunities are being matured for execution in Q3 2003 and early 2004.

The use of coiled tubing ensured that the drilling operation could be executed safely in an under-balanced state and that productive fractures could be intersected, without sustaining massive losses that have historically prohibited drilling to planned TD.

Operational performance was good with a total of 1040 m drilled in three (3) separate lateral legs of which over 525 m was drilled by a single drilling bottom hole assembly. Coevorden 16 objectives were reached 5 days ahead of schedule that allowed an additional lateral to be drilled.

The campaign was completed on schedule and within predicted cost estimates whilst attaining some notable achievements in terms of record rig up and commissioning times and considerably lower non-productive times as benchmarked with similar technology implementation projects in the Shell Group.

Application of Cased Hole Nuclear Logging on Coiled Tubing for Fluids Identification in a Brownfield Environment

Authors: R.M. Fairbairn (Shell Exploration UK); J.R. Samworth (Reeves Oilfield Services); S.E.F. Calvert (Reeves Oilfield Services)

The determination of formation fluid behind casing has generally relied upon pulsed neutron tools, which provide measurements of Sigma and Carbon-Oxygen

Применение радиоактивного каротажа в обсаженной скважине при помощи колтюбинговой трубы для определения жидкости в законном пространстве месторождения Brownfield

Авторы: Р.М. Фейрбайрн, Shell Exploration UK, Д.К. Самворс, Reeves Oilfield Services, С.Е.Е. Калверт, Reeves Oilfield Services

Определение пластового флюида за обсадной колонной в целом основывается на импульсных нейтронных инструментах, которые обеспечивают измерение коэффициентов Сигма и Углерод-Кислород. Статья описывает результаты определения жидкости за обсадной колонной при помощи традиционного радиоактивного каротажа и недавно разработанных методов каротажа на двух скважинах в Северном море.

Многие месторождения Северного моря, разработанные в 70-х годах XX века, истощаются, что значительно увеличивает расходы на наблюдение за коллектором и операции со скважиной. Скважины месторождения Brownfield обычно имеют петрофизический набор данных необсаженной скважины, полученный или от кабельного каротажа или от каротажа во время бурения. С последующим нейтронным каротажом плотности обсаженной скважины воздействие обсадной колонны может быть удалено, и информация о необсаженной скважине может дать основание для сравнения временных погрешностей изменения флюида. Второй метод основывается на воздействии изменения флюида на реакцию нейтронного детектора, независимо от пористости.

Преимущества — меньшее время, затрачиваемое на каротаж, меньшая площадь для оборудования в морских условиях и возможность получать результаты измерений в режиме памяти, не исключая требования к электрическому кабелю.

Решение — значительная экономия может быть получена без компромиссов в отношении качества петрофизической информации. Также обсуждаются ограничения в чувствительности информации. Измерение особенно эффективно используется в скважинах, требующих проведения колтюбинговых операций.

Подаваемая на трубе механическая пробка-мост: факт или вымысел?

Гордон Р.Д. Макензи, Baker Oil Tools; Марк Е.Планте, Baker Oil Tools

Данная статья описывает историю, работы и полевые испытания спускаемого на трубе раздвижного механического моста-пробки. Механические мостовые пробки используются в нефтяной промышленности уже более 100 лет. Большинство из них было установлено при помощи электрического кабеля, с минимальным требуемым расширением герметизирующего элемента мостовой пробки. Сегодня многие из подъемов этих пробок произведены при помощи лифтовой колонны или заканчивания, находящегося на своем месте, требуя от мостовой пробки расширяться в обсадную колонну или хвостовик с большим внутренним диаметром.

Разработка основывалась на требовании клиента обеспечить метод надежной и безопасной герметизации. Успехи к настоящему времени были ограниченными, так как эти специальные типы инструмента используются с более высоким коэффициентом отказов, чем аналогичные, установленные одиночно в обсадной колонне основного ствола.

Главнейшей причиной отказов являлась потребность в крайне высоких значениях расширения. При помощи инструмента, в одиночку используемого в обсадной трубе, требования к расширению — до 1/16 дюйма в каждую сторону. Механические мостовые пробки с высокой степенью расширения имеют шаг 2—4 дюйма в каждую сторону, что увеличивает вероятность поломки. Расширение не является единственным и главным фактором текущих отказов инструмента, так как установочный инструмент, используемый при установке устройств данного типа, имеет собственную высокую вероятность поломки. Существующие в

ratios. This paper presents the results of fluids identification behind casing, using conventional nuclear tools and recently developed battery / memory logging techniques in two North Sea wells.

Many North Sea fields developed in the 1970's are now reaching maturity, which has significant implications for the available expenditure on reservoir monitoring and well interventions. Brownfield wells typically have an open hole petrophysical dataset, obtained from either wireline logging or LWD. With subsequent cased hole neutron-density logging, the effects of casing can be removed and the open hole data may provide a baseline for time-lapse comparison of fluids changes. A second technique relies on the influence of fluid changes on the near- and far- neutron detector response independently of porosity.

Operational benefits include the faster logging period involved, a small footprint of the surface equipment in an offshore environment, and the ability to obtain measurements in memory-mode, removing the requirement for electric wireline.

The conclusion drawn is that significant operational cost savings can be made without compromising the quality of petrophysical data. Limitations and sensitivities of the data are also discussed. The measurement has particular application in wells requiring coiled tubing.

Through-Tubing Mechanical Bridge Plugs: Fact or Fiction?

Гордон Р. Дж. Маккензи, Baker Oil Tools; Марк Е. Планте, Baker Oil Tools

This paper will outline the history, operation and field trial of a through-tubing high-expansion mechanical bridge plug. Mechanical bridge plugs have been used in the oil industry for most of the last 100 years. The majority of these have been set using electric wireline, with minimal expansion of the bridge plug sealing element required. Today many of these plug backs are performed with the production tubing or completion still in place, requiring a bridge plug to expand out into a casing or liner with a much larger I.D. The development has been focused around the customers' requirement of providing a safe and economical sealing methodology. The successes to date have been limited, as these specific types of tools come with a higher rate of failure than those set in effectively mono-bore casing applications alone. The major contributor to these failures is the need for extremely high expansion ratios. With a tool used in casing alone, the expansion requirement is only approximately 1/16-in. per side. High expansion mechanical bridge plugs used in a through-tubing environment on average have an expansion of 2—4 in. per side, thus increasing the chances for failure. Not only is expansion a key factor to current tool failures, but the setting tools used to set these types of devices have an inherent potential for problems. Currently available tool designs may work with either a downhole electric motor rotating the main mandrel of the tool much like a nut and bolt, or may use power charges much like those used to set conventional bridgeplugs, but also relying on bottomhole pressure for actuation, which can lead to setting problems in wellbores with low fluid levels or low bottom hole pressures. These current potential problems were taken into account when design work began on a new high-expansion mechanical bridge plug. This paper will cover these problems in depth. The paper will also address the history of the development and the failures along the way and attempt

настоящее время конструкции инструмента могут функционировать или с электрическим забойным двигателем, вращающим основной сердечник инструмента, похожий на гайку и болт, или с помощью зарядки, наподобие используемых для установки традиционных мостовых пробок. Также используется давление на забое для приведения инструмента в действие, что может привести к проблемам с установкой в стволах с низким уровнем жидкости или низким давлением на забое. Эти текущие потенциальные проблемы были приняты во внимание, когда началось проектирование работ для новой механической мостовой пробки с высоким коэффициентом расширения. Авторы подробно описывают эти проблемы. Изложена история разработки и поломки, включая полученный опыт. Подробно описываются потенциальные операции на месторождении вместе с эксплуатационными аспектами и полученным опытом.

SPE 81721
Разработка коррозиестойчивой непрерывной трубы
Д.Р. Мартин, SPE, Quality Tubing, A Varco Company,
В.Д. Ван Арнам, Quality Tubing, A Varco Company

В статье описываются характерные коррозионные среды, которые могут оказаться губительными для высокопрочного низколегированного сплава, используемого для изготовления непрерывной трубы из углеродистой стали, традиционно используемой для капитального ремонта, операций со скважиной и работ по заканчиванию скважины. Статья демонстрирует то, как эти коррозионные среды формируют технический талчок и потенциальное напряжение рынка для разработки колтюбинговой трубы, пригодной для специфических коррозионных операций. Рассмотрена разработка колтюбинговой трубы, устойчивой к коррозии, включая начальные данные для проектирования, контрольные данные, показывающие коррозионные тесты, механические характеристики (прочность, твердость, усталостная прочность трубы), и характеристики поверхности. Описан модельный ряд различного диаметра и толщины стенки. Освещены вопросы, касающиеся изготовления, такие как формование, сварка, методы проверки. В конце статьи представлен обзор колонн различных производителей с историями выполненных работ.

Применение звуковых волн большой мощности для очистки ствола
Автор: Брайан Чемпион, Expro International Group PLC
Соавторы: Фред Ван Бас, Shell International Exploration and Production, Б.В. Геррит Ниттерс, Shell International Exploration and Production Inc.

В целом признано, что значительная потеря дебита может быть вызвана закупоривающим эффектом в стволе скважины и прилегающих к нему зонах призабойной зоны пласта (ПЗП). Мигрировавшая глина, минеральные частицы, глинистая корка, окалина, парафин могут закупоривать поры пласта, песчаные экраны и перфорированные туннели. Твердые частицы забивают трубы или щелевые хвостовики. Существующие методы для удаления преград для потока часто включают химические и/или механические процедуры, которые обычно являются достаточно дорогими, не всегда эффективными и могут иметь негативное влияние на окружающую среду.

Данная статья представляет результаты широкого исследования применения звуковых волн большой мощности для удаления закупоривающего материала из ствола скважины или из ПЗП. Описан процесс генерирования звуковых волн большой мощности, используя электрический разряд большого напряжения, и суммируются результаты лабораторных и полевых тестов, проведенных на симуляции закупоривающих материалов и также на глинистой корке.

Существует большое разнообразие методов для генерации звуковых волн, один из наиболее традиционных лабораторных способов включает использование или пьезоэлектрических или магнитоэлектрических преобразователей. Фокусом

to cover the lessons learned. Potential field trial jobs, along with their operational aspects and lessons learned will be more fully discussed.

SPE 81721
The Development of a Corrosion-Resistant Coiled Tubing Product
J.R. Martin, SPE, Quality Tubing, A Varco Company,
W.D. Van Arnam, SPE, Quality Tubing, A Varco Company

This paper will review distinctive corrosive wellbore environments that can be detrimental to the performance of (High Strength Low Alloy) carbon steel coiled tubing which is typically used for workover/intervention and completion applications. The paper will demonstrate how these corrosive environments form the technical push and potential market pull for the development of coiled tubing suitable for specific corrosive applications. The product development of a corrosion resistant coiled tubing will be reviewed, indicating initial design input, verification data depicting corrosion tests, mechanical properties; inclusive of strength, hardness, full body low cycle fatigue and surface property attributes. The product range depicting diametrical and wall thickness ranges will be reviewed.

The paper will include manufacturing issues such as forming, welding and inspection techniques. The paper will conclude with a review of the strings manufactured to date with application case histories.

The Application of High Power Sound Waves for Wellbore Cleaning
Author: Brian Champion — Expro International Group PLC; Co-authors: Fred van der Bas — Shell International Exploration and Production; B.V. Gerrit Nitters — Shell International Exploration and Production Inc.

It is generally acknowledged that significant lost production can result from the plugging effects of particulate matter within the wellbore and near wellbore region. Examples of such matter include migrated clays, mineral fines, mud cake, and scale, which may manifest themselves in a variety of different ways, including plugged formation pores, plugged sand screens and perforation tunnels or by scaled up pipe or slotted liner etc. Existing techniques for removing such flow barriers frequently involve chemical and / or mechanical treatments, which typically are very costly, not always effective and may have an environmental impact.

This presentation presents the results of a wide-ranging investigation into the application of high power sound waves for the removal of plugging material from the wellbore and near wellbore region. The presentation describes the process of generating high power sound waves using a high voltage electrical discharge and also summarizes the results of the laboratory and test well trials conducted on both simulated plugging materials and also on mud cake.

A variety of techniques exist for the generation of sound waves, with one of the most common laboratory methods comprising the use of either piezoelectric or magnetostrictive type transducers. The focus of our own research, and the subject of this presentation, is the generation of high power sound waves by initiating a high voltage electrical discharge in a liquid medium.

Whilst we have identified many potential applications for this cleaning methodology, our trials were focussed on demonstrating the cleaning potential in 2 distinct applications, firstly the removal of mud



донного исследования являются звуковые волны большой мощности, инициируемые посредством электрического разряда высокого напряжения в жидкой среде.

Пока мы определяли многие возможные применения этого метода очистки, наши опыты были сфокусированы на демонстрации возможности очистки: сначала удаление глинистой корки с образца песчаника Berea и второе удаление — симуляции закупоривающего материала с песчаных экранов.

Опыты по очистке от глинистой корки были проведены на лабораторном оборудовании в условиях окружающей среды. Целью испытаний была демонстрация возможности звуковых волн большой мощности для снижения или удаления повреждения пласта, вызываемого глинистой коркой. Опыты с глинистой коркой были выполнены с полимером на основе карбоната кальция в условиях окружающей среды в баке, заполненном 3%-ным раствором KCl, что представляет собой типичный скважинный флюид при бурении и эксплуатации. Значения до и после обработки в отношении проницаемости и плотности (показатель пористости) были записаны для определения эффективности очистки.

Попытки очистки экрана были проведены на тестовой скважине, где давление и температура могут контролироваться для симуляции условий в скважине. Целью очистки экрана являлось доказательство возможности удаления дебриса с внешней поверхности экрана, в отражающей среде при достаточно мягких скважинных условиях. Попытки очистки главного экрана проводились на 3%-ном растворе KCl.

Высокоинтенсивное кислотное стимулирование при использовании непрерывной трубы диаметром 2 7/8 дюйма и сдвоенного пакера для зональной изоляции — морская практика Ekofisk

Автор: Кьетил Ормарк, Conoco Phillips, и Хельге Хальворсен, Weatherford

Скважины Ekofisk традиционно стимулируются при помощи интенсивной закачки под давлением соляной кислоты по лифтовой колонне. Большинство скважин имеет гетерогенные продуктивные зоны, и становится достаточно сложным эффективно стимулировать все перфорированные зоны из-за проницаемости, пористости и разности давления.

Скважина № 1 была пробурена в III квартале 2002 г., и конечная станция трубопровода была запущена через 6 месяцев. Обнаружился один добывающий интервал с высоким потенциалом и другой интервал, который не давал продукции. Было высказано предположение о неэффективной начальной интенсификации.

Чтобы достигнуть выборочной интенсификационной обработки этих двух интервалов, для этой скважины мы предложили новую морскую методику интенсификации. Жидкость для гидроразрыва была закачана с интенсификационного корабля, который находился неподалеку от платформы, через 3-дюймовый гибкий шланг из нержавеющей стали и линию струйного перемешивателя в 2 7/8-дюймовую равнопрочную (с изменяемой толщиной стенки) колтюбинговую колонну, выборочно нагнетавшую в меловой пласт жидкость через сдвоенный зонально изолирующий пакер. Скважинное давление и температура считывались датчиками, расположенными между элементами пакера. Эта операция была первой в своем роде, проводимой в Северном море.

Краткосрочные результаты обработки были обнадеживающими, дебит увеличился на 50 %, с более высоким скважинным давлением и меньшим диаметром фантанного штуцера, чем при добыче перед интенсификацией. Несмотря на то, что работы производились четырьмя сервисными компаниями, зависящими от совместных усилий друг друга при закачке, проведении колтюбинговых работ, корреляции сдвоенного пакера и глубины, все работы были выполнены успешно и безопасно. Долгосрочные результаты определяются применением оптимальной жидкости для гидроразрыва, ее расположением в сква-

жине, повреждении образцов Berea sandstone и вторично удаление симулированного засорения из скрин-сетов.

Опыты очистки были проведены в лабораторной среде при ambient conditions. Целью испытаний было продемонстрировать способность высокочастотных звуковых волн снижать или удалять повреждение пласта, вызванное глинистой коркой. Опыты по очистке от глинистой корки были выполнены с полимером на основе карбоната кальция в условиях окружающей среды в баке, заполненном 3%-ным раствором KCl, что является типичным скважинным флюидом при бурении и эксплуатации. Значения до и после обработки в отношении проницаемости и CT density (показатель пористости) были записаны для определения эффективности очистки.

Опыты по очистке скрин-сетов были проведены в тестовой скважине, где давление и температура могут контролироваться для симуляции условий в скважине. Целью очистки скрин-сетов было доказать возможность удаления дебриса с внешней поверхности скрин-сета, в отражающей среде при достаточно мягких скважинных условиях. Опыты по очистке главного скрин-сета проводились в 3%-ном растворе KCl.

High Rate Acid Stimulation using 2 7/8" Coiled Tubing & Zonal Isolation StraddlePacker — Ekofisk Offshore Case History

Authors: Kjetil Ormark, Conoco Phillips & Helge Halvorsen, Weatherford

Ekofisk wells have traditionally been stimulated with high rate bull heading of hydrochloric acid down the production tubing. Most wells have a heterogeneous pay zone and it becomes a challenge to efficiently stimulate all perforated zones due to permeability, porosity and pressure differences.

Well no.1 was drilled in Q3 2002 and a PLT was run 6 months later. This revealed one producing interval with higher potential and another interval that did not produce. The cause was assumed to be inefficient original stimulation.

To achieve a selective stimulation treatment of these two intervals, we introduced a new stimulation technique offshore for this well. The frac fluid was pumped from a stimulation vessel laying alongside the platform, through a 3" colexip hose and chicksan line, into a 2 7/8" tapered coiled tubing string, selectively injected into the chalk formation through a zonal isolation straddle packer. Downhole pressure and temperature was read by memory gauges between the packer elements. This job is the first of its kind in the North Sea.

The short term result of the treatments were encouraging, as the well production was increased by 50%, with higher WHP and lower choke setting than the pre-stimulation production. Although there was four different service companies dependant on each others co-operation for pumping, CT, straddle packer and depth correlation, the complexity of the operation was successfully and safely handled. Long term results will entail optimisation of frac fluid design, placement and post-frac analysis, higher production rates and more even contribution from entire pay zone and better sweep efficiency of waterflood.

Big Bore Permanent Straddle Packer System

Authors: Rune Skardal, Statoll, Helge Halvorsen and Erik Eherstvedt, Weatherford Norge

The paper describes a case history of a «Big Bore Permanent Straddle Packer System» installed in Well P 45 at the Suorre TLP platform in December 2003.

жине и анализом после гидроразрыва, более высокой нормой отбора, и даже большей отдачей всей продуктивной зоны и большим коэффициентом охвата заводнения.

Постоянные системы сдвоенного пакера для стволов большого диаметра

Авторы: Руне Скардал, Хельге Хальворсен, Айрик Энерствельдт, Weatherford Norge

В статье описываются работы по установке «постоянной системы сдвоенного пакера для стволов большого диаметра» в скважине П45 на платформе Snorre TLP в декабре 2002 г.

Целью проекта являлась установка постоянного сдвоенного пакера в 4 1/2-дюймовую трубу посредством 2 1/2-дюймовой колтюбинговой колонны. Нижний постоянный пакер был установлен на глубине 6848 метров (22467 футов). Затем был спущен овершот, активизируемый высоким давлением, и 150 метров 3 1/2-дюймовой трубы вместе со средним постоянным пакером, которые были присоединены к нижнему пакеру. В завершение верхний пакер с овершотом, активизируемым высоким давлением, и 150 метров 3 1/2-дюймовой трубы были спущены и присоединены к среднему пакеру.

Установка была проведена успешно, без каких-либо проблем, даже при прохождении трех скользящих муфт с проходным отверстием в 3,688 дюйма, расположенных на глубинах в 6514, 6637 и 6784 метров. Пакеры имеют диаметр 3,650 дюйма, благодаря чему зазоры были всего лишь 0,038 дюйма (0,97 мм). С установленной постоянной пакерной системой дальнейшие спуски к забоям являются взаимными благодаря проходу системы пакеров в 2,688 дюйма.

Эффективная очистка от песка в стволах большого диаметра при использовании колтюбинговой колонны: новый подход к решению старой проблемы

Моника Овесен, SPE, Манфред Кэкс, SPE, Лайл Лаун, BJ Services, Григори Е. Грилл, ConocoPhillips Norge, Хеннинг Джуэл, Statoil ASA

Очистка от песка при помощи колтюбинговой колонны производится с момента начала использования колтюбинга и до сих пор составляет большую часть выполняемых работ. Для искривленных стволов большого диаметра очистка от песка становится крайне сложной, даже при использовании колтюбинговой трубы большого диаметра. Отложение песка на нижней стороне ствола скважины приводит к формированию целого слоя. В сочетании с эксцентричным затрубным потоком, создаваемым при помощи колтюбинговой трубы, значительное количество песка может в результате остаться нетронутым. Текущие методы устранения отложений включают потоки высокой интенсивности, применение экзотических и дорогих жидкостей, но в любом случае ни один из методов не обеспечивает полного удаления частиц. Эти методы затрачивают большое количество времени на циркуляцию после достижения желаемой глубины для очистки.

Использование разработанного инструмента для очистки и компьютерного симулятора для выноса частиц дает возможность оптимизировать операцию удаления частиц почти со 100%-ной эффективностью, удаляя все частицы, захваченные жидкостью. Упрощенные процедуры позволяют делать более качественные решения об эффективности очистки. Этот новый, запатентованный процесс называется «Торнадо™».

Освещены результаты двух операций, выполненных в Норвежском секторе Северного моря. Обе они были произведены с полупогружных платформ, одна из операций представляет собой первое использование 60,325-миллиметровой колтюбинговой колонны с плавучей платформы.

Описан процесс удаления большей части песка из ствола скважины за один спуск, приведено сравнение прогноза очистки компьютерного симулятора и действительных наблюдаемых условий.

The project was to install permanent straddle inside a 4 1/2" tubing by use of a 2 1/2" OD Coiled tubing work string. The bottom permanent packer was set at 6848 m (22467 ft). Then a high pressure releasable overshot and 150 meters of 3 1/2" tubing was run with the middle permanent packer and latched on to the bottom packer. Finally a top packer with a high-pressure releasable overshot and 150 meters of 3 1/2" tubing was run and latched on to the middle packer.

This installation was performed successfully without any problems even passing through three sliding sleeves with a 3,688 bore located at 6514, 6637 and 6784 meters depth. The packers had a 3,650" OD this gave us only a 0,038" (0,97 mm) clearance. With this permanent packer system installed, future entry to the to the bottom zone is possible since our packer system has a bore as big as 2,688" ID.

SPE 81727

Efficient Sand Cleanouts in Larger Wellbores Using Coiled Tubing: A New Approach Making an Old Problem Simple

Monica Ovesen, SPE; Manfred Kaks, SPE; Lyle Laun, BJ Services, Gregory E. Gill,

ConocoPhillips Norge; Henning Juel, Statoil ASA

Sand cleanouts using Coiled Tubing (CT) have been performed for as long as CT has been in service and still account for a large percentage of applications today. For larger, deviated wellbores, sand cleanouts become increasingly difficult, even with larger sizes of CT. Sand settling to the low side of the wellbore results in the formation of solids beds. In combination with the eccentric annular flow path created with the CT, substantial amounts of sand can easily be left behind. Current approaches to eliminate the solids bed involve using higher flow rates, or exotic and costly fluids, neither of which ensures complete solids removal in every case. These methods also typically spend a great deal of time circulating, after having reached the desired cleanout depth.

Using a specially developed cleanout tool and a computer simulator for solids transport provides an opportunity to optimize the operation for the removal of solids to near 100% efficiency, with all fluidizable solids being removed. Simplified operational procedures allow for making a more qualitative decision about the cleanout efficiency. This new, patented process is called «Tornado™».

In this paper, results from two case histories performed on subsea wells in the Norwegian sector of the North Sea are presented. Both operations were performed from semi-submersible rigs, with one representing the first use of 60.325 mm (2 1/8") CT from a floating platform in the Norwegian sector of the North Sea.

The process of removing the majority of sand from the wellbore with only one wiper trip will be explained, as well as a comparison of sand removal predictions from the computer simulator to actual conditions observed.

To-date, 3 cleanouts utilizing CT and the Tornado cleanout process have been performed inside 177.8 mm (7") and 244.5 mm (9 1/2") wellbores in the Norwegian sector of the North Sea. No indications of increased CT pickup weights or stuck CT were experienced while following the job program and established best practice guidelines for sand cleanouts. This indicates the Tornado cleanout tool's reverse jetting action and circulation procedure does not increase the risk of stuck CT, while

К настоящему времени были выполнены три очистки при помощи колтюбинговой колонны и «Торнадо» внутри 177,8-миллиметровой (7-дюймовой) и двух 244,5-миллиметровых (9⁵/₈-дюймовых) скважин в Норвежском секторе Северного моря. За время выполнения работ не было индикации прихвата или застревания колтюбинговой трубы. Это показывает, что характеристики обратного потока инструмента «Торнадо» и процедура циркуляции не увеличивают риска застревания колтюбинговой колонны, в то же время предлагая преимущества малогабаритной КНБК в искривленных стволах большого диаметра. Время от времени используются централизаторы для облегчения процесса очистки путем воздействия на профиль скорости вокруг КНБК. Однако они увеличивают риск застревания КНБК, и от их использования стоит воздерживаться.

Автономные операции на автономных установках: изучение

Автор: Петер Платмер, Shell UK Exploration & Production Ltd. (Southern North Sea)

За последнее десятилетие платформы на юге Северного моря уменьшились в габаритах, и, соответственно, количество оборудования на них тоже уменьшилось. Для обеспечения проведения экономически эффективных скважинных операций на этих платформах «Shell», работая с местными подрядчиками, смогла разработать многоцелевую рабочую силу, что позволило автономным задачам выполняться на этих минимально оборудованных платформах.

Объем работ вырос от простых кабельных операций в самом начале до последних операций капитального ремонта, выполняемых через трубу.

Эти проекты показывают возможность работы на скважинах, используя минимальное количество рабочей силы — максимум 9 человек за смену при обеспечении превосходного выполнения HS & E. Использование новых технологий в купе с инновационными способами работы снизило расходы и увеличило добычу. Однако развертка этих технологий в прошлом на NUI была сложной задачей.

Компетенция персонала играет большую роль в способности применить эти технологии в среде NUI. Возможность доказать компетенцию перед Duty Holder, HSE и прочими регулируемыми органами является первостепенной при заявлении на одобрение применения. Описывается компетенция персонала, выбор оборудования, новые пути выполнения работ и операционные соображения.

Первое использование системы CIRP 15K на платформе «Shell» «Shearwater»

Автор: Франсуа Канталоубе, «Schlumberger»

Спуск перфорационного инструмента под давлением в действующую скважину становится достаточно распространенной операцией. Традиционная система спуска инструмента CIRP (система спуска и подъема заканчивания под давлением) используется с начала 1990 г. для спуска длинных инструментальных колонн в действующие скважины, которые не могли разместиться в спускаемом лубрикаторе. Однако разработка месторождений с высоким давлением и температурой приблизила CIRP-системы к рабочему пределу и привела к разработке новой системы для работ с высоким давлением и температурой. Статья описывает ограничения, с которыми столкнулась обычная система для спуска под давлением, приведены подробности конструкции и разработки системы спуска под давлением в скважину с высокой температурой и давлением. Приведено описание спуска при помощи 15K CIRP для «Shell» на платформе «Shearwater» и описанием технологических аспектов и полученного опыта по операциям такого профиля.

offering the advantages of a slick bottom hole assembly in larger, deviated wellbores. Centralizers are sometimes used to assist the cleanout process by disturbing the velocity profile around the bottom hole assembly. However, they also increase the risk of stuck CT and should be avoided.

Standalone Well Interventions on NUI'S (Normally Unattended Installations) — An Operational Study

Author: Peter Plummer, Shell UK Exploration & Production Ltd (Southern North Sea)

Over the last decade Southern North Sea (SNS) platforms have decreased in both size and associated facilities. To allow efficient cost effective well intervention operations to be carried out on these platforms, Shell, working with its local contractors has been able to develop a multi role workforce which has allowed Standalone (Standalone is the term used where the Well Services Team man the NUI unsupported by Production personnel) work scopes to be carried out on these minimal facility platforms.

Workscopes have developed from simple wireline interventions in the early days to the most recent through tubing work-over operations.

These projects demonstrate the ability to work on wells using minimal manning, max P.O.B. (Personnel Onboard) of 9 per shift with only emergency overnight facilities whilst maintaining an excellent HS & E performance. Using new technologies coupled with innovative ways of working has reduced costs and increased production. However being able to deploy these technologies on NUI's has been difficult in the past.

Personnel competency plays a major role in being able to apply these new technologies in the NUI environment. The ability to prove competency to the Duty Holder, HSE and other regulatory bodies is paramount when applying for workscope endorsement. Personnel Competency, equipment selection and new ways of working are reviewed and operational considerations are described.

First application of the CIRP 15K system on the Shell Shearwater platform in UKCS.

Author: Francois Cantaloube, Schlumberger

Deploying perforating guns under pressure in a live well has become a fairly common practice. The conventional CIRP (Completion Insertion and Retrieval under Pressure) Tool Deployment System has been used since the early 1990's to deploy long tool strings into live wells that could not be contained in a deployment lubricator. However the development of High Pressure High Temperature (HPHT) fields has pushed the conventional CIRP system to its operational limit and has resulted in the development of a new HPHT system to expand the operating envelopes. This paper outlines the limitations encountered with the conventional CIRP system and details the design and development of the HPHT CIRP System. A case study of the first intervention using the 15K CIRP for Shell UK North-Sea on the Shearwater platform will also highlight the operational aspects and the main lessons learned of this high profile operation.

To receive the papers in the full volume you may address to the Editorial Office. Tel. (095) 124-

8 5 - 8 3

E-mail: crkt@inbox.ru

По вопросам приобретения текстов статей в полном объеме обращайтесь в редакцию журнала. Тел. (095) 124-85-83. E-mail: crkt@inbox.ru

СПЕЦИАЛЬНО РАЗРАБОТАННЫЙ ПАКЕР ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В КОЛТЮБИНГОВОЙ «ЛЕТУЧКЕ»

A PURPOSE DESIGNED PACKER FOR CT VELOCITY STRING APPLICATIONS

Мартин Дж. Геддес и Эрик ван Стевенинк, «Baker Oil Tools»
Martin J. Geddes, SPE, Baker Oil Tools / Erik van Steveninck, SPE, Baker Oil Tools

1. КРАТКИЙ ОБЗОР

«Летучки» [временные колонны] имеют рекордный послужной список при производстве скважинных работ, совершаемых экономически эффективным способом. В прошлом уже использовались существовавшие технологии заканчивающих систем, которые модифицировались с целью приспособления их к требованиям «летучек».

Недостаток подобного подхода состоит в том, что такие системы разрабатывались без расчета на их дальнейшее использование с колтюбингом или для активной разработки скважин. Применяемая система с «летучкой», которая характеризуется специальным инструментом для спуска, отсоединяемым вращением, ограниченными расцепляющимися механизмами и т.д., может оказаться только помехой.

Специально для колтюбинга была разработана новая система «летучки», что позволяет избежать некоторых традиционных недостатков. Она включает простой гидромеханический установочный механизм, широкий спектр разъединительных возможностей и возможность прямого извлечения. В данной статье будет рассмотрена разработка новой системы и оценена ее эффективность. К настоящему времени было проведено 9 успешных операций.

2. ВВЕДЕНИЕ И ПРЕДПОСЫЛКИ

«Летучка», или, иначе говоря, внутренняя извлекаемая колонна, является отрезком трубы небольшого диаметра, помещенным внутрь оборудования скважины. Это экономичная альтернатива работам по капитальному ремонту ввиду разнообразия предоставляемых возможностей, главная из которых — способность увеличивать скорость движения газового конденсата с целью предотвращения отделения жидкости и, как следствие, нестабильных условий добычи. Внутренние колонны используются также в качестве заплат, чтобы изолировать поврежденный или проржавевший участок трубы и восстановить ее целостность.

В большинстве случаев «летучки» подвешиваются внутри оснащенной скважины посредством пакера. В про-

1. ABSTRACT

Velocity strings have a proven track record for improving well performance in a cost effective manner. Historically the approach has been to utilise existing completion systems technology, modifying it to suit the velocity string requirements.

The drawback with this approach is that these systems are designed neither with coiled tubing nor live well deployment in mind. A CT deployed velocity string system that features rotational release options, limited release mechanisms, etc. can be a liability.

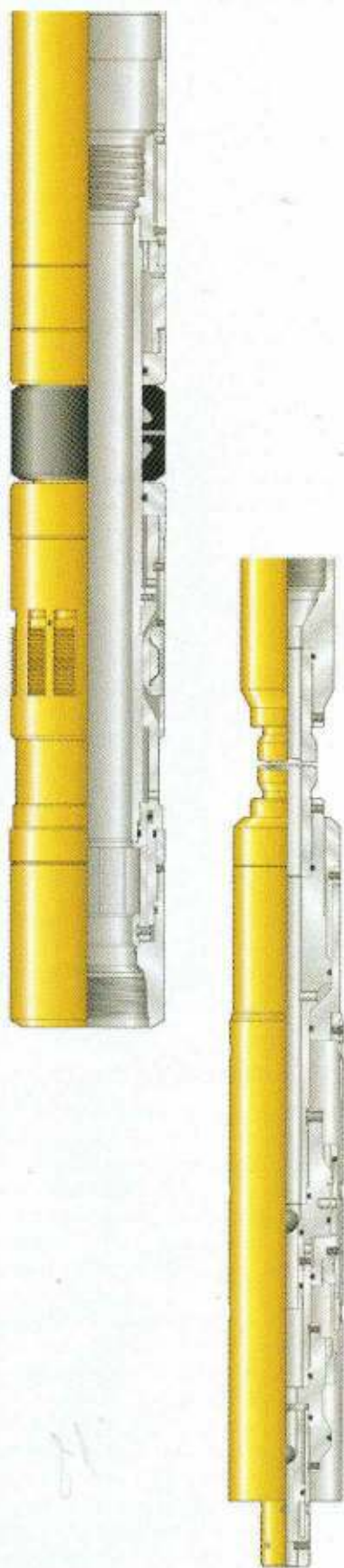
A new velocity string system has been designed specifically for coiled tubing conveyance that eliminates some of the traditional shortfalls. It includes a simple hydro-mechanical setting mechanism, multiple release options and straightforward retrieval. This paper will discuss the development of this new system and qualify its effectiveness. To date nine successful operations have been performed.

2. INTRODUCTION AND BACKGROUND

A velocity string, or insert string, is a small diameter string of tubing placed inside an existing well completion. It is an economical alternative to a workover for a variety of applications, the main one being to increase the velocity of produced gas condensate to prevent liquid loading and subsequent unstable production conditions. Insert strings are also used as patches to isolate damaged or corroded tubing and re-instate well integrity.

In the majority of cases, the velocity string is suspended inside the existing completion by means of a packer and, historically, the approach has been to use existing production packer technology. The main reason for this is that the use of velocity strings provides only a modest return on investment. They are typically used in depleted reservoirs where production rates are low, and in many cases, the aim is to stabilise production without necessarily achieving significant increases. Therefore, there is little scope for investment in the development of new technology. Conventional production

Приложение 1. Типичный
извлекаемый подвесной пакер
и спусковой инструмент
Appendix 1. Typical Retrievable
Production Packer and Running Tool



шлом такой подход использовался равно настолько, чтобы применять только уже существовавшую технологию подвесного эксплуатационного (ануриколонного) пакера! Основной причиной этого являлось то, что использование «летучек» обеспечивало весьма умеренный возврат инвестиций. Пакеры обычно используются в истощенных коллекторах, где уровень добычи низкий, и во многих случаях ставилась задача стабилизации добычи без необходимости достижения значительного прироста. По этой причине объем вложений в развитие новых технологий был невысок. Традиционная технология подвесного пакера является тщательно подготовленной и выдержавшей проверку временем, во многих случаях возможной вне шельфа и, таким образом, в экономическом отношении оправдывает затраты.

Однако такой подход может иметь несколько недостатков, т.к. этот тип технологии в принципе не предназначен для разработки скважин на основе колтюбинга. Главный повод для беспокойства дает используемый обычно гидравлический спусковой инструмент, точнее, возможности его разъединительных механизмов. Основной особенностью спусковых инструментов таких пакеров обычно является гидравлическое расцепление, а на случай выхода его из строя они снабжены также одним или более аварийными механизмами расцепления. Эти аварийные механизмы обычно также требуют либо вращения рабочей колонны, либо применения высоких нагрузок растяжения, или же сочетания того и другого. Подобные операции если не невозможно, то, по крайней мере, весьма трудно осуществить на колтюбинге. Известен, по крайней мере, один пример использования «летучки», когда первичный разъединительный механизм спускового инструмента вышел из строя и аварийное разъединение оказалось невозможно произвести на колтюбинге. Результатом этого стали затянувшиеся и дорогие промысловые работы.

Некоторые другие сложности проявились уже в ранних модификациях «летучек», где использовалась технология подвесных пакеров. Подвесные пакеры обычно разрабатываются с таким расчетом, чтобы использоваться в период работы скважины, в течение которого они будут подвергаться сжимающим и растягивающим воздействиям. По этой причине они требуют высоких изначальных усилий

packer technology is mature and well proven, and in many cases, available off the shelf, and so from an economic sense, it appears to fit the bill.

However, this approach can have several disadvantages, as this type of technology is generally not designed for live well deployment on coiled tubing. The primary area of concern is with the hydraulic running tools typically used, and more specifically, with the contingency running tool release mechanisms. Production packer running tools generally have a primary hydraulic release feature, and should this fail to operate, are also furnished with one or more contingency releasing options. These contingency options usually either require rotation of the workstring, the application of high tensile forces, or a combination of both. These operations are either not possible or very difficult to achieve with coiled tubing. At least one example is known in a velocity string application where the primary running tool release mechanism failed and the contingency release was unachievable using coiled tubing. The result was a protracted and expensive fishing operation.

Several other concerns have been highlighted in early velocity string examples using production packer technology. Production packers are typically designed for the life of the well and during this time will be subject to high tensile and compressive forces. They therefore require high initial setting forces, which when provided purely by applied pressure, can result in high surface setting pressures. Often in velocity string applications, there is a requirement to introduce as little liquid to the well as possible and pressurizing operations are performed using nitrogen. High surface nitrogen pressures are undesirable and in some cases, cannot be handled by the existing facilities. It has also been noted in previous applications that the use of production packer technology in conjunction with coiled tubing can make running procedures over complicated, for example, if multiple drop balls are required for setting and releasing.

Production packer setting tools also tend to be long due to their requirement to provide high setting forces via applied pressure and piston area. In a drilling rig environment, this does not pose a great concern as the facilities are designed to handle lengthy assemblies. However, in a coiled tubing well intervention environment, work windows can be

при установке; эти усилия, будучи полностью обеспечены прилагаемым давлением, могут в результате привести к высокому рабочему давлению на поверхности земли. Часто в случае применения скоростных колонн возникает необходимость ввести в скважину как можно меньшее количество жидкости, и герметизирующие операции производятся при помощи азота. Высокое давление азота на поверхность является нежелательным, и в некоторых случаях им невозможно управлять при помощи доступных средств обслуживания. При предыдущем использовании было также замечено, что применение технологии подвесных пакеров в соединении с колтюбингом может значительно усложнить эксплуатационные процедуры, например, если для установки и разъединения возникает потребность задействовать многочисленные сбрасываемые шары.

Заметна тенденция увеличения длины установочного оборудования для подвесных пакеров вследствие необходимости обеспечивать высокие усилия фиксации пакера. Это обеспечивается весом установочного оборудования или применяемого давления и поршневой площади. При использовании ремонтного агрегата с вышкой это не доставляет значительного беспокойства, т.к. средства обслуживания разработаны таким образом, чтобы управлять длинными агрегатами. Однако в колтюбинговой системе эксплуатационные размеры могут быть ограничены и длина агрегата может привести к ужесточению требований в отношении высотных работ и эксплуатационных операций. Опять же, на основании использования ранних моделей «летучек» сделано заключение, что работа с ними крайне сложна и занимает много времени.

3. КРИТЕРИИ РАЗРАБОТКИ

Если принять во внимание все описанные выше моменты, то становится ясно, что существует потребность в простой и надежной пакерной системе, разработанной специально для «летучек» на колтюбинге в условиях действующей скважины. Как описано выше, величина вложений в новую технологию для этого типа оборудования ограничена, и, таким образом, любая новая разработка должна в значительной мере базироваться на существующих.

Первой задачей такой системы должно было стать достижение совместимости ее с колтюбингом. Требовался простой установочный механизм, использующий низкое давление, чтобы уменьшить оперативную сложность и рабочее поверхностное давление, в частности на случай использования азота. В спусковой инструмент пакера было необходимо встроить надежное разъединительное устройство с разными возможностями, которое могло бы использоваться в условиях колтюбинга — т.е. не требовать высоких нагрузок растяжения или ротации рабочей колонны.

При разработке этой системы, однако, было важно не утратить видения первичных требований к пакеру. Требовался пакер, способный нести большой вес хвостовика, обычно связанный с применением летучки. Также, в отличие от традиционной пакерной технологии добычи, данный пакер не требовал высоких расчетных характеристик по температуре и давлению. Его первое использование было бы произведено вблизи поверхности, в средах с низкой температурой и низким давлением.

Еще одним ключевым пунктом было повышение совместимости пакерной системы для обеспечения прямого возврата «летучки», если понадобится, на колтюбинг.

limited and lengthy assemblies can lead to increased instances of working at height and man-riding operations. Again, comment has been made following early velocity string examples that the rig up was cumbersome and time consuming.

3. DESIGN CRITERIA

Due to the concerns described above, it was clear that a simple, robust packer system was required, designed specifically for the deployment of velocity or insert strings on coiled tubing, in a live well environment. As described earlier, the scope for investment in new technology for this type of application is limited and so any new design would need to be based largely on existing products.

The primary requirement of this system was to make it «coiled tubing friendly». A simple, low pressure setting mechanism was required to reduce operating complexity and surface operating pressures, particularly if nitrogen was being used. The packer running tool needed to incorporate reliable contingency release mechanisms which were achievable on coiled tubing — i.e., did not require high tensile forces or rotation of the work string.

In designing this system, however, it was important not to lose sight of the primary requirements of the packer. The packer needed to be able to carry the high tailpipe weights typically associated with velocity string applications. Also, unlike conventional production packer technology, the packer did not require high temperature and pressure ratings. Its primary application would be to set near surface in low pressure, low temperature environments.

Another key consideration was to enhance the retrievability of the packer system to ensure straightforward removal of the velocity string, if required, on coiled tubing.

4. SYSTEM CONFIGURATION

The existing range of packers was reviewed to select suitable existing design features and minimise the requirement for new design. The resultant packer design is based largely on a tension set packer system, using the same slip and packing element design.

The first step in setting the packer is to engage the rocker-type slips in the casing. This is done hydraulically by applying pressure (approx. 1000 psi) to the workstring which forces a piston against the slips and onto a cone, forcing the slips radially into the casing. Full slip engagement and pack off of the packing element is achieved by slowly releasing the weight of the velocity string tubing onto the packer. The velocity string tubing is directly connected to the top sub of the packer which compresses the packing element and further forces the slips into the casing via the cone. Using the velocity string weight in this way enables the hydraulic setting pressure to be significantly reduced. There is a minimum tailpipe weight requirement to ensure full setting of the packer. For the 7.00" packer, which is the largest in the range, the minimum required tailpipe weight is 10,000 lb. This would typically equate to 1500–2000 ft of tailpipe, depending on the weight of tubing used.

Most conventional production packers have a lock ring device to lock in the setting force once the setting pressure has dissipated. The velocity string packer described here does not require such a lock ring mechanism as the setting force does not dissipate. As well as simplifying the packer design, this also simplifies the retrieval of the packer as there are no locking mechanisms to be sheared to release the setting force. It is simply a case of picking up the weight of the

4. СИСТЕМНАЯ КОНФИГУРАЦИЯ

Была рассмотрена имеющаяся серия пакеров с целью выбора подходящих особенностей конструкций из уже существующих и минимизации требований к новым разработкам. В результате, конструкция пакера была основана в значительной степени на устанавливаемой при помощи натяжения пакерной системе с возникновением остаточной деформации в уплотнительных элементах. В новом пакере была использована стандартная конструкция скользящей части и уплотнительных элементов.

Первый шаг в установке пакера состоит в том, чтобы заключить скользящие части балансирующего типа в кожух. Это делается гидравлическим путем за счет приложения давления (приблизительно 1000 фунтов/дюйм²) к рабочей колонне, которая направляет поршень к скользящим частям и на конус, вводя скользящие части радиально в колонну. Захват клиновой плашки и герметизация уплотнительного элемента достигается благодаря медленному приложению веса трубы «летучки», которая движется к пакеру. Труба «летучки» подсоединяется к верхнему переводнику пакера, который сжимает уплотнительный элемент и далее проталкивает плашки в колонну сквозь конус. Использование веса «летучки», таким образом, обеспечивает значительное уменьшение гидравлического управляющего давления. Существует необходимость минимального веса трубы, чтобы обеспечить полную установку пакера. Для 7,0-дюймового пакера, который является наибольшим среди всех, минимальный требуемый вес трубы составляет 10000 фунтов. Это можно обычно приравнять к 1500–2000 футам подпакерной трубы (хвостовика), в зависимости от размера и веса использованных труб.

Большинство традиционных подвесных пакеров имеет запорное кольцо с целью зафиксировать устанавливающее усилие, как только произошло отключение установочного давления.

Пакер «летучки», описанный в этой статье, не требует такого механизма запорного кольца, поскольку устанавливающее усилие не снимается. Помимо упрощения разработки пакера это также упрощает его извлечение, т.е. отсутствуют запирающие механизмы, чтобы фиксировать устанавливающее усилие. Это просто корпус для приема веса скоростной колонны, предназначенный для того, чтобы высвободить плашки и натянуть уплотнительный элемент.

Подобно пакеру, спусковой инструмент в значительной степени основывается на существующих, проверенных в полевых условиях разработках — на гидравлически разъединяемом шупе типа «GS». Зажимная конусная втулка, или захват занимает внутреннюю ловильную шейку на пакере. Этот захват удерживается на месте при помощи поршня и шрупов. Спусковой инструмент имеет наращенный толкатель с o-образными уплотнениями, которые находятся на ствале пакера либо на гидравлическом инструменте для посадки пакера. Применяемое пакерное устанавливающее давление также воздействует на поршень в спусковом инструменте. Чтобы освободить спусковой инструмент, давление увеличивается примерно до 2000 фунтов/дюйм². Это высвобождает поршень и тянет захват вверх внутри инструмента, выпуская его из ловильной шейки.

Как и его первичные механизмы разъединения, спусковой инструмент включает в себя два аварийных разъединительных механизма, чтобы обеспечить его отделение на случай, если первичный выйдет из строя. Вторичный механизм является работающим при помощи ша-

velocity string to disengage the slips and stretch the packing element.

Like the packer, the running tool is largely based on an existing field proven design — the hydraulic release «GS» style spear. A collet or grapple engages an internal fishing neck on the packer. This grapple is held in place by a piston and shear screws. The running tool has an extended probe with o-ring seals which are located in the packer bore, on either side of the hydraulic setting port. Applied packer setting pressure also acts on the piston in the running tool. To release the running tool, the applied pressure is increased to approximately 2000 psi. This releases the piston and pulls the grapple up inside the tool, disengaging it from the fishing neck.

As well as its primary hydraulic release feature, the running tool incorporates two contingency releasing mechanisms, to ensure that it can be removed should the primary release fail to operate. The secondary release is a ball-operated hydraulic mechanism. Should the running tool fail to release with 2000 psi applied, then the applied pressure is increased to 3500 psi which will shear a rupture disc. This provides a circulation path, allowing a ball to be circulated through the coiled tubing to a seat in the running tool. This isolates the packer and therefore allows the application of pressure up to the maximum allowable surface pressure, typically 5000 psi.

Should the running tool still fail to release, a tertiary mechanical release feature can be activated. Here, the application of set down weight against the packer shears a set of screws allowing the grapple support mandrel to travel downwards, which in turn allows the grapple to collapse and disengage from the packer. This feature can be used in two ways — it can be set at the lower end of the shear force range allowing it to be activated in the same packer setting run using coiled tubing set down weight alone. With this option, there is an increased risk of prematurely releasing the running tool through set down weight should the packer hold up while running in hole. To mitigate this risk, the tertiary release mechanism would generally be set at the upper end of its shear force range. Rather than activate it in the packer setting run, the toolstring would be disconnected using the conventional hydraulic disconnect in the coiled tubing running string. A separate run would then be made with a vibratory impact assembly and a conventional spear to latch the hydraulic disconnect fishing neck and disengage the running tool using high frequency downward impacts to fail the shear screws. Shear values as high as 20000 lb. are available.

5. TESTING AND QUALIFICATION

As with all new products, the packer system was subjected to a qualification programme to verify its effectiveness and confirm its load ratings. Qualification was simplified by the fact that many of the components were of an existing, proven design.

In most velocity string applications, it is not critical for the packer to create a perfect seal; however, it was identified that this packer would also be used in water and gas shut off applications where the sealing integrity of the packing element would be more important. For a successful test, it was therefore required that the element be gas tight.

The packer was set and the element tested in stages to 3000 psi. This test was performed with both the minimum required and maximum allowable tensile load (i.e. minimum and maximum tailpipe weight). Testing was performed using nitrogen at ambient temperature and 150 °F. A gas bubble detection system was used to detect any leakage past the element. The testing was completed successfully and the packer

ров гидравлическим устройством. Если спусковой инструмент не сможет отсоединиться при приложении давления 2000 фунтов/дюйм², то приложенное давление увеличится до 3500 фунтов/дюйм², благодаря чему будет срезан поврежденный диск. Это обеспечивает циркулярный путь, позволяющий шару пройти через трубу к своему месту в спусковом инструменте. Пакер будет изолирован и ввиду этого позволит давлению возрасти до максимально разрешенной величины поверхностного давления (обычно 5000 фунтов/дюйм²).

Если же спусковой инструмент вновь откажет при разъединении, может быть активизировано третичное механическое устройство. Здесь приложение установленного веса на пакере срезает комплект винтов, которые позволяют opravке, поддерживающей захватывающие плашки, перемещаться вниз, что, в свою очередь, позволит захвату сломаться и освободиться от пакера. Это устройство может быть использовано двумя способами: оно может быть установлено с минимальным сопротивлением срезу, давая возможность активизировать его при спуске установки пакера, используя один только установленный вес колюбинга. С этой точки зрения, присутствует увеличивающийся риск преждевременного разъединения спускового инструмента через установку веса на случай, если пакер удерживается во время работы в скважине. Чтобы уменьшить этот риск, третичный разъединительный механизм обычно должен иметь максимальное значение сопротивления срезу. Раньше чем активизировать его во время установки пакера, инструментальная колонна должна будет рассоединиться, используя традиционное гидравлическое рассоединение в спускной колонне колюбинга. Отдельный запуск мог бы тогда быть произведен при помощи вибрационного уплотняющего агрегата и традиционного толкателя, чтобы запереть гидравлический инструмент рассоединения ловильной шейки и высвободить рабочий инструмент, используя высокочастотные нисходящие импульсы для срезания винтов. Возможные значения среза — до 20000 фунтов.

5. ТЕСТИРОВАНИЕ И КВАЛИФИКАЦИИ

Как и все новые продукты, пакерная система была протестирована при помощи квалификационной программы с целью проверки ее эффективности и подтверждения нагрузочных параметров. Квалификация была упрощена тем фактом, что многие из компонентов имели существовавшую ранее, проверенную конструкцию.

В большинстве случаев применения скоростных колонн для пакера не представляло непреодолимой проблемы создание совершенной герметизации; однако было установлено, что такой пакер также может использоваться в условиях воздействия водной или газовой средой, где герметичность корпуса может оказаться наиболее важной. Для успешного прохождения теста в связи с этим было выдвинуто требование, чтобы корпус был газонепроницаем.

Пакер был установлен и протестирован при давлении до 3000 фунтов/дюйм². Этот тест был проведен как с минимально затребованной, так и с максимально допустимой нагрузкой растяжения (т.е. с минимальным и максимальным весом трубы). Тестирование было произведено при помощи азота при окружающей температуре 150° по Фаренгейту (65,5 °C). Для обнаружения утечки сквозь любой из элементов была использована система обнаружения газовых пузырей. Тестирование было успешно завершено и пакер квалифицирован как газонепроницаемый

qualified to be gas tight to 3000 psi from above and below, with both minimum and maximum tailpipe weight.

Following the pressure testing, the packer was released and retrieved through a simulated downhole safety valve profile with minimal resistance. The element was inspected and measured to be smaller than the diameter of the packer gauge rings.

6. FIELD HISTORY

To date, the packer system has been used in ten velocity or insert string field applications. Nine of these applications have been velocity strings to eliminate liquid loading in mature gas fields allowing continued production without a costly workover. The majority of these have been in the Southern North Sea on normally unmanned installations (NUI's) where

Приложение 2. Специально разработанный пакер со скоростной колонной и спусковой инструмент
Appendix 2. Purpose Designed Velocity String Packer and Running Tool



ИНВЕСТИЦИОННЫЙ РАЙ СУЩЕСТВУЕТ

THE INVESTMENT PARADISE EXISTS

© Василий Гин / Neftegaz.ru
Vasily Gin

ИНВЕСТИЦИОННЫЙ РЕЙТИНГ ХМАО

Рациональное сочетание возможностей федерального и регионального законодательства в области инвестиционной политики позволило создать условия для формирования благоприятного инвестиционного климата в Ханты-Мансийском автономном округе и привлечения инвестиций в реальный производственный сектор.

По оценке рейтингового агентства «Эксперт РА», интегральный инвестиционный рейтинг Ханты-Мансийского автономного округа поднялся с 45-й (1996 г.) до 3-й позиции (2000–2001 гг.) среди 89 регионов Российской Федерации. Достаточно высокие потенциалы: производственный (2-я позиция), финансовый (2-я), природно-ресурсный (6-я), потребительский (10-я), институциональный (9-я) и трудовой (22-я) — обеспечивают территории высокую инвестиционную привлекательность.

В 2000–2001 гг. автономный округ сохраняет 2-е место (после Москвы) по объему капитальных вложений (в том числе по объему прямых и портфельных инвестиций), по обеспеченности регионального бюджета собственными доходами.

В марте 2002 г. агентство «Standart & Poor's» присвоило Ханты-Мансийскому автономному округу кредитный рейтинг в иностранной валюте «В+» с прогнозом «Стабильный» (В+/Стабильный/В). Одновременно с этим округу присвоен рейтинг «ruAA» по российской шкале кредитного рейтинга. Более высокие рейтинги только у Москвы и Санкт-Петербурга.

КРИТЕРИИ БЛАГОПРИЯТНОГО РАЗВИТИЯ БИЗНЕСА

К числу принципиальных по важности критериев, имеющих значение для развития бизнеса в округе, относятся:

- 1) политическая стабильность в регионе;
- 2) наличие больших запасов разнообразных природных ресурсов;
- 3) невысокий (умеренный) уровень инвестиционного риска.

БЛАГОПРИЯТНЫЕ ФАКТОРЫ ДЛЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ИНВЕСТОРОВ

В ХМАО созданы определенные условия, благоприятствующие деятельности инвесторов в округе:

- высокий энергетический потенциал (доля углеводородного сырья в общероссийских запасах составляет 30,5 %);
- широкий выбор незадействованных земельных участков, обеспеченных полным набором необходимой инфраструктуры (водоснабжение, электроэнергия, газоснабжение и т.д.);
- широкий выбор производственных площадей и основных фондов;
- рынок высококвалифицированной рабочей силы;

INVESTMENT RATING OF KMAR

The efficient combination of abilities of the federal and regional laws in the field of investment policy allowed to create conditions for formation of favorable investment climate in the Khanty-Mansijsk Autonomous Region and attracting investments to the real industrial sector.

By estimation of the «Expert RA» rating agency the integral investment rating of the Khanty-Mansijsk Autonomous Region arose from the 45-th position (1996) to the 3-rd position (2000–2001) among 89 regions of the Russian Federation. Rather high potential: industrial (2-nd position), financial (2-nd position), natural-resource (6-th position), customer (10-th position), institutional (9-th position) and labor (22-nd position) supply the territory with the high investment attraction.

In 2000–2001 the Autonomous Region keeps the 2-nd place (after Moscow) in terms of capital investments volume (including the direct and portfolio investments volume) by supplying of the regional budget with home incomes.

In March 2002 the Standart & Poor's agency confers the credit rating in foreign currency «B+» with «Stable» (B+/Stable/B) to the Autonomous Region. At the same time the Region was given the «ruAA» rating under the Russian credit rating scale. More high ratings have only Moscow and St-Petersburg.

CRITERIA OF BUSINESS ADVANTAGEOUS DEVELOPMENT

Among the criteria being of fundamental importance which are significant for business development in the Region are:

- 1) political stability in the region;
- 2) availability of large reserves of different natural resources;
- 3) small (moderate) level of investment risk.

ADVANTAGEOUS FACTORS FOR THE INVESTORS' ACTIVITY

The specific conditions are established in the KMAR favorable to the activity of the investors in the Region:

- high energy potential (the hydrocarbon raw material share in All-Russian reserves is 30,5 %);
- wide choice of non-equipped lands secured with the full collection of infrastructure necessary (water-supply, electrical energy, gas-supply etc.);
- wide choice of productive areas and capital funds;
- market of high-skilled workers;
- access of all potential sites to the automobile roads, railway, water ways and other thruways;
- availability of gas-main and oil-trunk pipelines;
- advanced structure of modern communication facilities;
- fruitful cooperation of legislative and executive authority branches;
- advanced system of local government;
- consistency and regularity of economic transformations;

▼ Рис. 1. Структуры поддержки и обслуживания бизнеса
Fig. 1. Structures of business support and service

<p>Окружной фонд поддержки предпринимательства и развития конкуренции в Ханты-Мансийском автономном округе <i>Regional fund of entrepreneurship support and competitiveness development in the Khanty-Mansijsk Autonomous Region</i></p>	<p>Фонд регионального развития Ханты-Мансийского автономного округа <i>Regional development fund of The Khanty-Mansijsk Autonomous Region</i></p>	<p>Торгово-промышленная палата Ханты-Мансийского автономного округа <i>Chamber of commerce and industry of the Khanty-Mansijsk Autonomous Region</i></p>	
<p>ОАО «Ханты-Мансийская лизинговая компания» <i>JSC «Khanty-Mansijsk Leasing Company»</i></p>	<p>ОАО «Югорская лизинговая компания» <i>JSC «Ugorsk Leasing Company»</i></p>	<p>ОАО «Лизинговая компания «ХЭСЛИЗИНГ» <i>JSC «Leasing Company «HASLESING»</i></p>	
<p>Банки: ОАО «Ханты-Мансийский банк», ЗАО «Сургут-нефтегазбанк» <i>Banks: JSC «Khanty-Mansijsk Bank», Private Company «Surgut Neftegazbank»</i></p>	<p>Аудиторские и консалтинговые фирмы <i>Auditing and consulting</i></p>	<p>Страховые компании: ГСК «Югория», СК «ЛУКОИЛ», СК «Сургут-нефтегаз» <i>Firms/Insurance companies: GIC «Ugoria», IC «LUKOIL», IC «Surgutneftegaz»</i></p>	<p>Транспортные компании: ОАО «Авиакомпания «Utair», ОАО «Северавтотранс», ГУП «Северавтодор», ОАО «Северречфлот» <i>Transport companies: JSC «Aircompany «Utair», JSC «Severavtotrans», GUE «Severavtodor», JSC «Severrechflot»</i></p>

- доступность всех потенциальных площадок к автомобильным дорогам, железнодорожным, водным путям, другим транспортным артериям;
- развитые системы магистральных газопроводов и нефтепроводов;
- развитая структура современных средств связи;
- плодотворное сотрудничество законодательной и исполнительной ветвей власти;
- развитая система местного самоуправления;
- последовательность и непрерывность экономических преобразований;
- высокий платежеспособный спрос населения, который в силу неразвитости торговой сферы, сферы услуг не используется в полном объеме.

ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ ИНВЕСТОРОВ

Глава 11 «Собственность и свобода экономической деятельности» и глава 12 «Финансы» Устава (Основного закона) Ханты-Мансийского автономного округа закрепляют правовые начала создания экономической политики и формирования рыночной экономики в автономном округе.

Основу регулирующей инвестиционную деятельность законодательства автономного округа составляют законы:

- «О поддержке инвестиционной деятельности органами государственной власти автономного округа на территории Ханты-Мансийского автономного округа»;
- «О налоговых льготах в Ханты-Мансийском автономном округе»;
- «О бюджете развития Ханты-Мансийского автономного округа»;
- «О государственной поддержке деятельности лизинговых организаций (компаний, фирм) на территории Ханты-Мансийского автономного округа».

- high purchasing request of people which in virtue of undevelopment of sales sphere, nonnatural sphere is not used in full extent

LEGISLATIVE CONDITIONS FOR INVESTORS

Chapter 11 «Property and Liberty of Economic Activity» and Chapter 12 «Finance» Organic Law of the Khanty-Mansijsk Autonomous Region fix the legal sources of creating the economic policy and forming the market economy in the Autonomous Region.

The following laws form the basis of the Autonomous Region legislation regulating the investment activity:

- «Of Investment Activity» Support by the Governmental Authority Structures of the Autonomous Region on the Territory of the Khanty-Mansijsk Autonomous Region»;
- «Of Tax Remissions in the Khanty-Mansijsk Autonomous Region»;
- «Of Governmental Support of Leasing Organizations (Companies, Firms) Activities in the Territory of the Khanty-Mansijsk Autonomous Region».

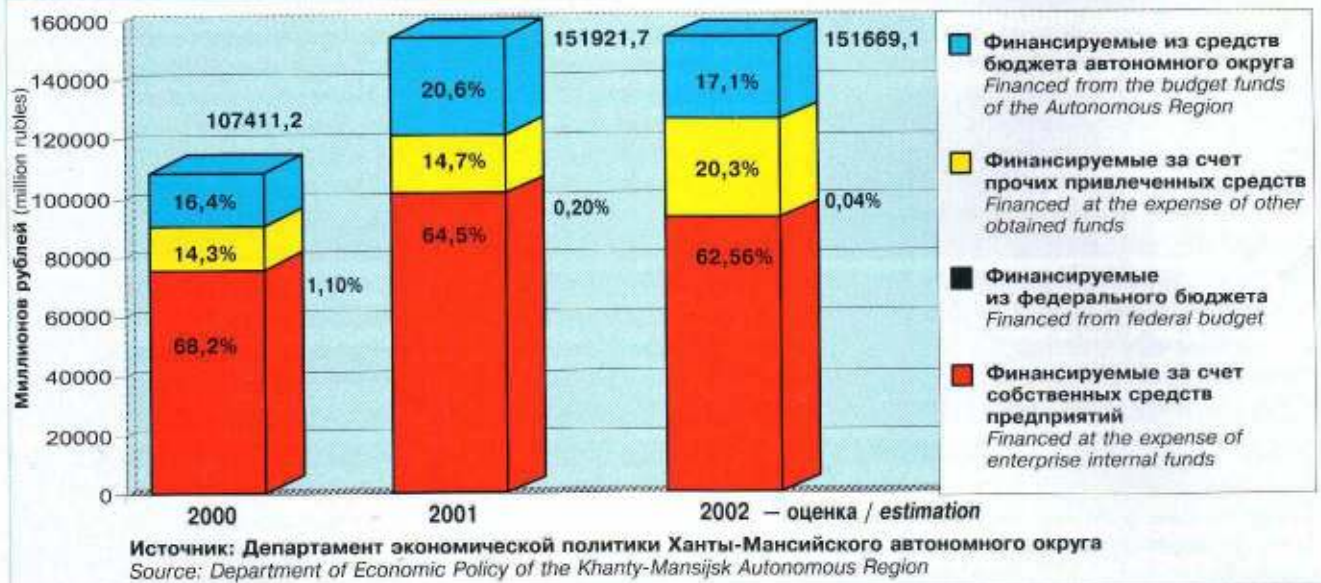
In accordance with the laws the governmental authority structures of the Khanty-Mansijsk Autonomous Region guarantee:

- observation of principle of the laws equality for realization of investment activity;
- stability of investment activity.

Support of the investment activity by the governmental authority structures of the Khanty-Mansijsk Autonomous Region is fulfilled in the following forms:

- supplying the investment credits at the expense of budget funds for development of the of the autonomous region;
- supplying the investment tax credit;
- supplying the real estate objects, technical facilities and other property for fulfillment of the investment activity;
- supplying the warranty and guaranty of the Autonomous Region Government».

Рис. 2. Объем инвестиций в основной капитал за счет всех источников финансирования по Ханты-Мансийскому автономному округу.
Fig. 2. The Volume of Investments to the Capital Fund at the Expense of All Financing Sources at the Khanty-Mansijsk Autonomous Region.



В соответствии с законами органы государственной власти Ханты-Мансийского автономного округа гарантируют:

- соблюдение принципа равенства прав на осуществление инвестиционной деятельности;
- стабильность инвестиционной деятельности.

Поддержка инвестиционной деятельности органами государственной власти автономного округа осуществляется в следующих формах:

- предоставление инвестиционных кредитов за счет средств бюджета развития автономного округа;
- предоставление инвестиционного налогового кредита;
- предоставление объектов недвижимости, технических средств и иного имущества для осуществления инвестиционной деятельности;
- предоставление поручительств и гарантий Правительства автономного округа;
- погашение держателям инвестиционных проектов части процентов по инвестиционным банковским кредитам за счет средств бюджета округа;
- прямое инвестирование за счет средств бюджета округа.

СТРУКТУРА ИНВЕСТИЦИЙ

Структура инвестиций в основной капитал ХМАО претерпевает фундаментальные изменения:

- Снижается доля участия федерального бюджета и бюджета ХМАО в инвестиционных программах предприятий округа.
- Происходит замещение инвестиций в основной капитал за счет собственных средств и средств бюджетов всех уровней заемным финансированием.
- Растет доля инвестиций в нетопливные сектора экономики в валовом объеме инвестиций.

Приоритетными направлениями инвестиционной деятельности в Ханты-Мансийском автономном округе являются: нефтехимическая промышленность, нефтеперерабатывающая промышленность, геология и разведка недр, горнодобывающая промышленность, деревообрабатывающая промышленность, рыбное хозяйство (улов) и рыбная промышленность (переработка), пищевая промышленность, промышленность строительных материалов, строительство, жилищно-коммунальное хозяйство, транспорт и связь, сельское хозяйство, торговля и общественное питание, непроектные виды бытового обслуживания населения, туризм, гостиничное хозяйство.

- paying of the part of interests on investment bank credits by the investment project at the expense of budget funds of the region;
- direct investment at the expense of budget funds of the region.

STRUCTURE OF INVESTMENTS

The structure of investments to the fixed capital of the KMAR undergoes fundamental changes:

- The share of the federal budget and the KMAR budget in the investment programs of the region enterprise is reducing.
- There occurs the investments displacement to the fixed capital at the expense of own funds and budget funds of all levels with the borrowed finance.
- There grows the share of investments to the non-fuel economy sectors in gross volume of investments.



The priority lines of the investment policy in the Khanty-Mansijsk Autonomous Region are: petrochemical industry, oil-refining industry, geology and subsurface prospecting, mineral resource industry, woodworking industry, fish husbandry (haul) and fish industry (processing), food industry, material of construction industry, civil engineering, housing and communal services, transport and communication, agriculture, trade and public catering, non-production kinds of people's domestic services, tourism, hotel services.