



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

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

ОБЕЗПЕЧЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВА
ПРЕРЫВНЫХ ТРУБ

COILED TUBING –
MANUFACTURER'S CHALLENGES

ПРОРЫВ В ОБЛАСТИ БУРЕНИЯ
ДЕПРЕССИИ

UNDERBALANCED DRILLING
BREAKTHROUGH

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
УРЕНГОЯ

NEW TECHNOLOGIES
FROM URENGOI

Coiled/tubing

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

times 9'04



ЛЕТНИЙ ДЕНЬ ГОД КОРМИТ

Елена Жук

Helen Zhuk

SUMMER DAY GOOD AND FAIR HARVESTS FOOD FOR A YEAR

«НЕФТЕГАЗ» В ДЕСЯТЫЙ РАЗ

Более 20 лет прошло с тех пор, как международная выставка «Нефтегаз» впервые представила новинки оборудования для нефтяной и газовой промышленности. Произошло это событие в 1978 году в городе Баку. Начиная с 1994 года «Нефтегаз» проводится на завоевавшем мировое признание выставочном комплексе «Экспоцентр» в Москве.

Нынешним летом в выставочном комплексе на Красной Пресне с 21 по 25 июня работала юбилейная, 10-я международная выставка оборудования для нефтяной и газовой промышленности «Нефтегаз-2004».

Мероприятие проходило под патронажем Торгово-промышленной палаты РФ. Организаторами самой крупной в

NEFTEGAZ FOR THE 10-TH TIME

Over 20 years have passed since the international exhibition "Neftegaz" represented new equipment for oil and gas industry for the first time. This event took place in 1978 in Baku. "Neftegaz" takes place in a recognized exhibition center "Expocenter" in Moscow since 1994.

This summer from 21 till 25 of June in the exhibition complex on Krasnaya Presnya 10-th international exhibition of equipment for oil and gas industry "Neftegaz-2004" took place.

This event has been held under auspices of Chamber of Commerce and Industry of Russian Federation. The organizers of the biggest Russian and CIS specialized international exhibition were "Expocenter", company Messe Dusseldorf GmbH (Germany) und Ministry of Industry and Energy of Russian Federation.

A promotion of new technologies, design and manufacture of latest equipment, processing and supply systems, re-equipment of fields as well as investing to oil and gas industry is the essence and main trends of the global technical show. Besides the Sign of International Exhibition and Fair Association they received the highest professional award – The Sign of World Association of Exhibition Industry (UFI).

The exhibition acquainted a wide range of specialists and customers with oil and gas field geology and geophysics, state of the art technologies and approaches of geological investigations for oil and gas, with construction of oil and gas wells, operation of hydrocarbon fields. The exhibition represented offshore stationary platforms, floating drilling rigs, and equipment for offshore oil and gas fields, safety systems and fire extinguishing systems, chemicals and materials, technologies and equipment for natural gas production, storage, transportation,

processing and distribution. A special attention was paid to automation of production and preparation of oil and gas for transportation, environment protection, protection of pipelines against corrosion, construction of oil, gas, oil processing and petrochemical industry projects, including offshore structures and many others.

There is a growing number of booths organized at state levels. Many companies of Germany, Norway, Finland and France presented their national booths.

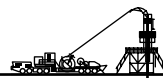
There were presented exhibits on a showroom amounting 15000 square meters by representatives of such companies as Gazprom, Lukoil, Yukos, Rosneft, Surgutneftegaz, TNK-BP, Ruhrgas, Wingas, VNG, Argus, Emerson, Du Pont, Grundfos, Sterling, Man Turbo, Klaus Union, Demag, CIS Controls, Gedore, Linde, Lamor (Германия), Ameron International, Argus Ltd., Baker Hughes Inc., Epco, R&B industrial Supply Company, Gaz de France, Valcom Marine&Industrie, Transgas, Fisher Rosemount AG and others.



России и странах СНГ специализированной Международной выставки выступили ЗАО «Экспоцентр», фирма «Мессе Дюссельдорф ГмБХ» (Германия) и Министерство промышленности и энергетики РФ.

Продвижение новых технологий, создание и выпуск новейшего оборудования, переоснащение месторождений, перерабатывающих и доставляющих комплексов, а также инвестирование в нефтегазовую промышленность – суть и главные направления глобального технического смотра, который к уже имеющемуся Знаку Международного Союза выставок и ярмарок (МСВЯ) в этом году получил высшую профессиональную награду – Знак Всемирной ассоциации выставочной индустрии (UFI).

Выставка ознакомила широкий круг специалистов и потребителей с нефтегазопромысловой геологией и геофизикой, современными технологиями и техникой геологических исследований на нефть и газ, со строительством нефтя-



ных и газовых скважин, с эксплуатацией углеводородных месторождений. На выставке были представлены морские стационарные платформы, плавучие буровые установки и оборудование для разработки нефтегазовых морских месторождений, системы безопасности и противопожарная техника, химические реагенты и материалы, технологии и оборудование для добычи природного газа, его хранения, транспортировки, переработки и распределения. Особое внимание было уделено автоматизации процессов добычи и подготовки нефти и газа к транспортировке, охране окружающей среды, защите от коррозии оборудования трубопроводов, строительству объектов нефтяной, газовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, включая морские сооружения, и многому другому.

Возросло число экспозиций, организованных на государственном уровне. С национальными стендами выступили фирмы Германии, Норвегии, Финляндии, Франции.

Свои экспонаты на выставочной площадке, занимающей 15 000 квадратных метров, продемонстрировали представители таких фирм, как «Газпром», «Лукойл», «Юкос», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «ТНК-ВР», Ruhrgas, Wingas, VNG, Argus, Emerson, Du Pont, Grundfos, Sterling, Man Turbo, Klaus Union, Demag, CIS Controls, Gedore, Linde, Lamor (Германия), Ameron International, Argus Ltd., Baker Hughes Inc., Epco, R&B Industrial Supply Company, Gaz de France, Valcom Marine&Industrie, Transgas, Fisher Rosemount AG и другие.

НЕФТЬ, ГАЗ И ГИБКИЕ ТРУБЫ

Как и в предыдущие годы, оборудование и услуги в области колтюбинга предложили авторитетные компании, регулярно посещающие московскую выставку.

Среди них – широко известные американские компании Varco International (изготавливает оборудование для работы с гибкими НКТ, действует на 350 рабочих площадках на крупных месторождениях нефти и газа во всем мире), National Oilwell (производит оборудование для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин на суше и на море), Weatherford (поставляет в более чем 100 стран мира технические решения, технологии и сервисы для разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений), HRI Oilfield (производит мобильные буровые установки для бурения и капитального ремонта скважин), британские Baker Oil Tools Distributor (поставляет оборудование для строительства боковых, горизонтальных и многоствольных скважин, производит бурение на гибкой трубе в режиме депрессии) и Sondex (производит скважинные зонды для каротажа обсаженной скважины, глубинные тягачи для горизонтальных скважин).

Своим «хлебом» колтюбинг считает украинская сервисная компания ООО «Регион», впервые заявившая о себе на «Нефтегазе» в этом году и участвовавшая в экспозиции совместно с партнером – Zakład Robót Górniczych – польской компанией, выполняющей ряд работ по восстановлению скважин с использованием колтюбинга. (О сотрудничестве ООО «Регион» и Zakład Robót Górniczych мы рассказывали в восьмом номере журнала.)

Вместе с тем, крупные российские компании, использующие колтюбинг, создавая, по сути, внутренние сервисные подразделения, по-прежнему не позиционируют его в качестве одного из направлений своей деятельности. Упоминание о колтюбинговой технологии бурения нефтяных и газовых скважин при депрессии мы нашли в одном из буклетов ОАО

COILED TUBING TECHNOLOGY ON THE SHOW

As it already used to be, the equipment and services in the field of coiled tubing technology were represented by competent companies, visiting Moscow show on a regular basis.

Among them there are wide-known American companies – Varco International (manufactures equipment for coiled tubing services, operates at 350 major oil and gas fields worldwide). National Oilwell (manufactures equipment for drilling and servicing of oil and gas well onshore and offshore), Weatherford (supplies technical solutions and services for development and



operation of oilfields to over than 100 countries of the world), HRI Oilfield (manufactures mobile drilling units for drilling and workover of wells), british Baker Oil Tools Distributor (supplies equipment for construction of side, horizontal and multibore wells, performs underbalanced drilling with coiled tubing and Sondex (manufactures well sondes for cased well logging, downhole tractors for horizontal wells).

A Ukrainian servicing company considers coiled tubing region as its primary source, a company that first has been announced at Neftegaz this year, and took part in the exhibition along with partner Zakład Robót Górniczych – a polish company performing a number of activities for well servicing with coiled tubing. (The cooperation between Region and Zakład Robót Górniczych has been presented in 8-th issue of the magazine).



Украинское предприятие «Регион» оказывает услуги по бурению и капитальному ремонту скважин с применением колтюбинговых технологий, обустройству и эксплуатации нефтегазовых месторождений, проведению геофизических исследований и интенсификации притока флюидов, разработке проектов геологоразведочных работ, опытно-промышленной и промышленной разработке месторождений, строительству скважин, подсчету запасов полезных ископаемых.

Ukrainian company Region renders services of drilling and well workover with coiled tubing technologies, completion and operation of the oilfields, logging and stimulation of fluid inflow, logging projects development, pilot and pilot-industrial development of the fields, well construction, calculation of the treasures of the soil.



Major Russian companies using coiled tubing, have developed its internal servicing departments, still do not position these departments as one of the company activities. The mention on coiled tubing underbalanced drilling methods of oil and gas wells we found in a leaflet of Bashneft, a company that first gained the experience of coiled tubing drilling application, the major equipment and technologies have been developed by specialists of Russia and Belarus.

Among servicing companies offering tools and equipment for coiled tubing, there are: Izmeron (development and manu-

фактурирование инструментов и оборудования для бурения и workover activities), Azimuth (development, manufacturing, introduction of technical means, materials and technologies in the field of drilling and workover of oil and gas wells, oil and gas production) and BashNIPIneft (research in the field of production, collection, preparation and transportation of oil and gas).

And of course one should mention the main equipment manufacturer on European and Asian continent – FID group that is a successful example of high-tech competitive equipment production on post-soviet territory. FID visits Neftegaz for the fifth time. Against the background of 800 exhibits from 24 countries-participants a FID booth attracted attention of specialists. It represented a complete product range of coiled tubing units for drilling and servicing of wells, as well as new developments of the new tools.

И, конечно, нельзя не упомянуть основного производителя колтюбингового оборудования на Евро-Азиатском континенте – группу компаний ФИД, которая является удачным примером организации производства высокотехнологичной конкурентоспособной техники на постсоветском пространстве. Традиционную нефтегазовую выставку в Москве ФИД посещает в пятый раз. На фоне участия в выставке почти 800 экспонентов из двадцати четырех стран стенд группы компаний ФИД привлек широкое внимание специалистов. На нем был представлен полный типоразмерный ряд колтюбинговых агрегатов для бурения и ремонта скважин, а также последние разработки группы в области инструмента.

НАЗВАЛСЯ ГРУЗДЕМ...

Позиция ведущего поставщика колтюбингового оборудования на российском рынке обязывает: ФИД продолжает добрую традицию проведения специализированных семинаров и собирает вокруг себя единомышленников и партнеров по освоению технологий гибких труб. Продолжением этой практики стал состоявшийся 22 июня в зале 1-го павильона семинар «Колтюбинг в нефтегаздобыче. Итоги и перспективы».

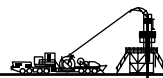
Как обычно, тон задал бесменный руководитель семинара – президент группы ФИД Леонид Груздилович, давший собственный анализ процесса развития колтюбинга в России и других странах. Он отметил большие успехи, достигнутые российскими специалистами в освоении колтюбинговых технологий, и поделился своим видением направлений,

Company Zakład Robót Górniczych (a factory of mining) is located in Carpathian region, a cradle of polish oilfield industry. Servicing company renders high quality services on downhole well servicing, installation of downhole and surface equipment, introduction of stimulation activities, rendering of coiled tubing services and nitrogen equipment, wireline techniques, fluid testing.



Компания Zakład Robót Górniczych (завод горнопромышленных работ) находится в Прикарпатье, колыбели польской нефтяной промышленности. Сервисная фирма оказывает высококачественные услуги по проведению подземного ремонта скважин, монтажу глубинного и наземного оборудования скважин, ведению интенсификационных работ, проведению работ с использованием колтюбингового оборудования и азотных установок, работ с применением канатной техники, проведению гидродинамических тестов.

Company Zakład Robót Górniczych (a factory of mining) is located in Carpathian region, a cradle of polish oilfield industry. Servicing company renders high quality services on downhole well servicing, installation of downhole and surface equipment, introduction of stimulation activities, rendering of coiled tubing services and nitrogen equipment, wireline techniques, fluid testing.



IN FOR A PENNY, IN FOR A POUND

The position of the leading supplier of coiled tubing equipment on Russian market obliges FID to continue tradition of holding specialized workshops and gathering associates and partners for assimilation of new technologies of coiled tubing. A continuation of the practice was held on 22 of June in a hall of 1-st pavilion workshop "Coiled tubing in oil and gas recovery. Results and perspectives."

As a rule the pitch has been set by permanent leader of the workshop – president of FID Leanid Hruzdzilovich, who stated its point of view on coiled tubing development in Russian and other countries. He stated a big success achieved by Russian specialists in the field, and also shared his point of view on activities that need a concentration of forces.

Further specialists of FID told about technical novelties they work now on. They informed about coiled tubing system for underbalanced well drilling

and system of controlled drilling (the report of chief of Department of oil and gas equipment S.V.Kablash) about services performed with the coiled tubing and downhole tools for the services (report of chief engineer A.A.Vekvert).

There were presented interesting reports "Equipment complex for well workover on offshore platforms" of deputy director of Novinka G.P.Kukankov and "Software for coiled tubing drilling process" of chief engineer P.V. Kostsov. Representatives of other companies: Tony Mizhevski, AnTech director, chief engineer of hydraulic machines of Burovaya Technika D.F.Baldenko, and others presented their progress regarding coiled tubing field.

The distinctive feature of the workshop is its democracy, anyone who wants may join in the workshop. As the major part of such events now are not free, free participation and regular workshops is attractive especially for small companies, that would like to present its equipment and services in the field of coiled tubing. Let us hope that the tradition will be continued and number of participants grow.

The international exhibition Neftegaz-2004 is an important exchange tool of information and contacts for specialists of oil industry and petrochemical industry of Russia. These events provide opportunities for business meetings, contract announcements, that being fulfilled, are the basis for field development in general, and particularly of coiled tubing development.

на которых необходимо сосредоточить усилия в дальнейшем.

Далее специалисты ФИД рассказали о технических новинках, работа над которыми ведется в группе компаний в настоящее время. Речь шла о колтюбинговом комплексе для бурения скважин на депрессии и системе направленного бурения (выступление начальника отдела нефтегазового оборудования С.В. Каблаша), о технологических операциях, выполняемых при помощи колтюбинга, и внутри-скважинном инструменте для их осуществления (выступление ведущего конструктора А.А. Векверта). Интересными были доклады «Комплекс оборудования для ремонта скважин на нефтяных платформах» заместителя директора УП «Новинка» Г.П. Куканкова и «Программное обеспечение процесса колтюбингового бурения» ведущего инженера-программиста П.В. Косцова. Представители других компаний: директор AnTech Тони Мижевски, главный конструктор винтовых гидромашин НПО «Буровая техника» Д.Ф. Балденко и др. – рассказали о своих достижениях в области применения колтюбинга.



Характерной чертой семинара является его демократизм: принимать в нем участие могут все желающие. Сегодня, когда большинство мероприятий такого рода платные, бесплатное участие и регулярное проведение являются привлекательными, особенно для небольших компаний, желающих представить свою продукцию и услуги в области колтюбинга. Остается надеяться, что традиция будет продолжаться, а количество участников – расти.

Международная выставка «Нефтегаз-2004» является важным инструментом обмена информацией и деловых контактов специалистов нефтедобывающей и нефтехимической промышленности России. Именно на таких крупных мероприятиях, как правило, происходят деловые встречи и аннотируются контракты, которые, реализуясь, в дальнейшем служат основой поступательного развития отрасли в целом и колтюбинга в частности.



СОБЫТИЕ/EVENT

РЕМОНТ СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ

В.А. Шуринов,
директор НП «ЦРКТ»

V.A. Shurinov,
director of NP CRKT

WELL WORKOVER AND STIMULATION OF OIL RECOVERY

22–23 июня 2004 года журнал «Нефтегазовая Вертикаль» и издательский дом «Информация и инвестиции» провели в конференц-зале гостиницы «Ренессанс-Москва» 1-ю международную практическую конференцию «Ремонт скважин и повышение нефтеотдачи». Одним из информационных спонсоров мероприятия выступил и журнал «Время колтюбинга».

On 22-23 of June 2004 the "Oil&gas vertical" magazine and publishing house "Information and investments" held the first international practical conference "well workover and oil production intensification" in conference hall of hotel "Renaissance-Moscow". One of the information sponsors was "Coiled Tubing Times" magazine.

Несмотря на то, что в название конференции был вынесен традиционный термин «ремонт скважин», вряд ли он в полной мере отразил сущность большого разнообразия современных высокотехнологичных операций, направленных на увеличение притока, повышение нефтеотдачи и более полное извлечение запасов месторождений, о которых шла речь на мероприятии. На наш взгляд, ближе к истине была бы тема обсуждения, обозначенная как «Технологии ремонта и завершающей фазы эксплуатации скважин», и именно вторая часть этого названия определяет актуальность технологических операций для большинства российских месторождений, прошедших верхнюю точку характеристики отдачи пластов.

Круг обсуждавшихся на конференции вопросов-технологий был традиционным: ГРП, зарезка боковых стволов, изоляция водопритоков, колтюбинговое бурение.

Общей тенденцией всех технологий является повышение наукоемкости, технического уровня оборудования, широкое использование колтюбинга. Продолжается процесс разделения функций добывающих и сервисных компаний. «Сервисные компании берут на себя все больше рисков, наряду с нефтяными компаниями» (Пуйа Мабод, компания Expro Group). Об этом же говорил Юрий Беленький – главный специалист ПНП ОПО «НК «Лукойл». В связи с этим перед добывающими компаниями при выборе партнера встает вопрос компетентности и добросовестности сервисных компаний. Директор проекта по ГРП УППЗ ОАО «Юганскнефтегаз» Дмитрий Кардымон отметил, что, как показал опыт работы, не все сервисные компании располагают достаточно квалифицированным персоналом для обработки и анализа информации сложных процессов,

таких, например, как ГРП. В частности, не все готовы выполнить большие закачки проппанта, которые достигли в «ЮНГ» уровня 460–500 тонн (фирма «Петро-

Despite the term "well workover" in conference name, it could hardly reflect the wide range of state of the art high-tech operations aimed at inflow increase, oil production stimula-

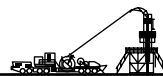
tion and full recovery of field deposits, that were mentioned during the event. According to our point of view the topic "technologies of workover and final stage of well exploitation", was closer to the truth, namely the second part of the title defines the actuality of technological operations for the majority of Russian fields, that already are behind of top reservoir recovery.

The topics discussed on the conference were usual: hydraulic fracturing, sidetracking, water inflow insulation, coiled tubing drilling.

The main trend of all technologies was the growth in high-end technologies, equipment technical level, wide use of coiled tubing. A division of functions of servicing and producing companies keeps going on. "Servicing companies undertake more risks along with oil companies" (Puya Mabod, Expro Group). Yuri Belenki, chief specialist of NK Lukoil also told about it. In connection with this producing companies face the issue of competency and honesty of servicing companies. Project manager of Yuganskneftegaz Dmitry Kardymon stated that working experience has shown that not every servicing company possesses highly qualified personnel for processing information of complicated projects, for example such as hydraulic fracturing. In particular not every company is ready to pump more proppant, as they reached in YNG of 460–500 tones (PetroAlliance). The solution of the issue is to invite several competing companies.

The lively discussion has been caused by information of project manager for oil and gas recovery stimulation Andrei Smarvosov on local fracturing of layer with use of mechani-





Альянс»). Выход из такого положения видится в привлечении нескольких конкурирующих компаний.

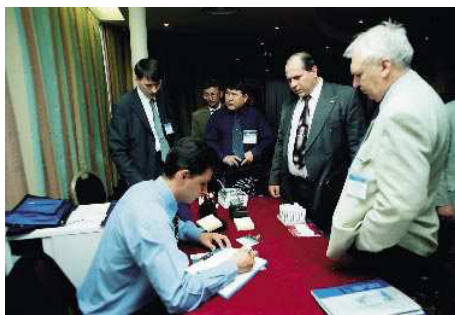
Оживленную дискуссию вызвала информация менеджера проектов по интенсификации добычи нефти и газа «Шлюмберже» Андрея Смаровозова о локальном гидроразрыве пласта (ГРП) с использованием механических разделителей, спускаемых на гибких НКТ. При очевидных преимуществах технологии сомнения специалистов вызвала вероятность развития трещин в вертикальном направлении и, как следствие, разрушения перемычек, отделяющих водосодержащие горизонты. Авторы технологии рекомендовали перед принятием решения о локальном ГРП тщательно анализировать конкретную геофизическую обстановку.

Выступления участников свидетельствовали о большом прогрессе в технологиях резки и бурения боковых стволов (спец-КРС). Эта технология, применявшаяся ранее, по словам Юрия Беленького, для ликвидации аварий, когда другие способы оказывались неэффективными, сегодня является одной из основных для увеличения добычи нефти и газа. Кроме того, резка боковых стволов является эффективным способом бурения разведочных скважин, так как стоимость бурения бокового ствола в 3–4 раза ниже стоимости разведочной скважины. Меняются подходы к бурению боковых стволов. От бурения «вслепую», как характерно высказался менеджер по разработке комплексных решений компании «Шлюмберже» Кристиан Женневин, сегодня произошел переход к технологиям высокоточного направленного бурения, требующего принципиально нового уровня проведения анализа конкретной геологической обстановки и профессиональной подготовки персонала. Срок окупаемости бокового ствола в среднем составляет 12 месяцев. Юрий Беленький привел данные по стоимости работ: строительство бокового ствола в ООО «Лукойл – Западная Сибирь» составляет 17,8 млн рублей при стоимости новой наклонной скважины 18,5 млн, в «Лукойл-Пермь» соответственно 5,5 и 27,8 млн.

Ограничения для бурения боковых стволов в настоящее время связаны с малым диаметром скважин (146 и 168 мм), из которых производится резка, и с высокой вероятностью аварийности при бурении вблизи водонасыщенных горизонтов (В. Шильцов, ОАО «Сургутнефтегаз»). Не вполне решена проблема заканчивания. Однако все трудности оправдывает высокая эффективность технологии. Так, дебит четырехствольной скважины, по информации В. Шильцова, превысил начальный в 15–20 раз!

По словам В. Нифантова (ООО «ВНИИГАЗ»), важно выбрать оптимальную длину горизонтального участка скважины. Нецелесообразно делать его чрезмерным: по оренбургскому опыту, оптимальна длина – около 250 м.

Большой интерес у аудитории вызвала информация Кнута Ховена (Baker Oil Tools) и представителей ТатНИПнефть Камиля



cal separators deployed with coiled tubing. Taking into account evident advantages of the technology doubts are cast upon the possibility of cracks development in vertical direction, and as a consequence destruction of straight arches separating water-containing horizons. The technology authors recommended conducting a thorough analysis of the geophysical conditions before making decision on local fracturing.

The participant speeches proved considerable advances in sidetracking technologies (specialist of well workover). This technology has been employed earlier (according to Yuri Belenki) for accident elimination, and is one of the most important programs for oil and gas recovery increase. Besides, sidetracking is the efficient way to drill exploratory wells, as the cost of sidetracking is 3–4 times lower than the cost of exploratory well. From “blind” drilling, as said manager for development of complex solutions of Schlumberger Cristian Zhennevин, today they made a switch to technologies of precision directional drilling that requires a completely new level of analysis of particular geological conditions and professional personnel training. The payback term of lateral averages 12 months. Yuri Belenki brought data on sidetracking cost in Lukoil-Western Siberia, that amount 17.8 mln of rubles, while the cost of new inclined well – 18.5 mln, Lukoil correspondingly 5.5 and 27.8 mln of rubles.

The sidetracking restrictions today are connected to small well diameter (146 and 168 mm), they sidetrack from, and high probability of accidents while drilling next to water-saturated horizons (V.I. Shiltsov, Surgutneftegaz). The issue of well completion is not completely solved. However all the issues are justified with high efficiency of the technology. The recovery rate of four-bore well according to V. Shiltsov increased comparing to the initial rate in 15–20 times!

According to V. Nifantov (VNIIGAS) it is important to choose optimum length of horizontal well section. It is inexpedient to make it of excessive length, according to Orenburg experience

Гарифова и Нигматьяна Хамитьянова о технологиях и опыте применения расширяющихся систем.

Содержательным был доклад Елены Румянцевой (Oil Technology Overseas), посвященный созданию серии полимерных гелей, длительное время сохраняющих текучесть при высоких температурах.

Красной нитью через большинство выступлений на конференции прошла тема колтюбинга. Колтюбинговыми установками активно пользуются и нефтяники, и газовики. По словам В. Генералова, заместителя главного инженера СП «Вьетсовпетро», в условиях этой компании использование гибких труб позволило бы обойтись без глушения скважин и подъема подвески НКТ, охватить гидродинамическими исследованиями большее число скважин. Кроме того, с помощью технологий и технических средств на гибких трубах можно производить очистку НКТ в скважинах, изолировать водоприитоки, производить установку мостов.

Продолжает совершенствоваться колтюбинговая техника. Билл Тейлор (Hydra Rig, группа Varco) сообщил об усовершенствовании привода инжектора, вызванном необходимостью решения задач, возникающих при бурении с колтюбингом. Усовершенствована система перехода на новый размер труб. Б. Тейлор рассказал об использовании десятикилометровой гибкой трубы диаметром 60 мм для бурения с колтюбинговой установкой на Сахалине. Вопросы колтюбингового бурения постоянно поднимались участниками, хотя специально эта тема не обсуждалась, так как выходила за рамки темы конференции.

the optimum length is about 250 meters.

An increased interest has been attracted by information of Knut Hoven (Baker Oil Tools) and representatives of Tat-NIPIneft Kamil Garifov and Nigmatian Hamilton on technology and experience of use of expanding systems.

A report of Elena Rumiantseva (Oil Technology Overseas) on creating of polymer gels, that keep liquid properties for longer periods at increased temperatures was very interest deserving.

The point of many reports was coiled tubing. Coiled tubing units are actively used by oil and gas workers. According to V.Generalov, deputy chief engineer of Vietsovpetro, the use of coiled tubing allowed to avoid well killing and pulling out of hole of tubing hinges, conduct hydrodynamic research of bigger number of wells. Besides, with the help of technologies and technical means on flexible tubing it is possible to clean tubing strings in wells, isolate water production, and install plugs and bridges.

Coiled tubing equipment is getting more and more advanced. Bill Taylor (Hydra Rig, a Varco company) informed on advanced injector drive, which is caused by coiled tubing drilling. The system of tubing O.D. change has also been improved. Taylor told on use of 10 km coiled tubing, O.D. 60mm for coiled tubing drilling in Sakhalin. The issues of coiled tubing drilling are constantly been brought up, though the topic has not been especially discussed, as it is out of the conference frames.



В целом, оценивая круг рассмотренных на конференции вопросов с позиции колтюбинга, можно отметить, что продолжается процесс активного эффективного проникновения колтюбинговых технологий практически во все сферы деятельности нефтегазовых компаний, в некоторых из которых, таких как КРС, они занимают доминирующие позиции, в других, таких как ГРП, бурение боковых стволов находятся в стадии активного развития.

In general, evaluation the discussed issues on the conference from coiled tubing point is it possible to admit that there is a penetration of coiled tubing to all the fields of oil and gas companies, in some of the companies (servicing companies) they occupy the dominant positions, in others (fracturing) the sidetracking is on a stage of active development.

ОСОБЕННОСТИ ПРОИЗВОДСТВА НЕПРЕРЫВНЫХ ТРУБ

Джон Персел,
Precision Tube Technologies

John Pursell,
Precision Tube Technologies

COILED TUBING – A MANUFACTURER'S CHALLENGES

Непрерывная труба продолжает эволюционировать в качестве мощного инструмента для проведения работ в нефтегазовых скважинах. Это развитие является результатом того, что производители непрерывной трубы решили некоторые ключевые вопросы, одновременно поддерживая высокое качество продукта, которого ожидают сервисные и нефтегазовые компании. Стимулом явилось все большая глубина бурения скважин на коллекторах с высокими температурой и давлением. Такие условия требуют увеличения длины колтюбингового инструмента, более прочных и тяжелых труб с большей толщиной стенки.

За последние 15 лет обычный размер непрерывной трубы вырос с 1; 1,25 и 1,5-дюймового наружного диаметра (O.D.) трубы (с 25,4 мм) до 1,75; 2,375; 2,625; 2,875; 3,25; 3,5 и даже 4,5 дюйма (114 мм). Качество материала улучшилось. Предел текучести увеличился от значения в 70 000 psi (620 МПа) до 90 000, 100 000 и 110 000 psi (980 МПа). Толщина стенки выросла с максимальной величины, составлявшей 0,175 дюйма (4,45 мм) до 0,250 дюйма (6,35 мм).

Производители непрерывной трубы также продолжили работу с исходным материалом и прокатными станами для улучшения качества базового металла. Целью этих усилий было очистить базовый металл настолько, насколько это возможно, чтобы удалить включения и устранить расслоение в готовом продукте. В связи с этим в настоящее время на месторождениях достаточно редко возникают проблемы, связанные с дефектом материала труб.

Производители непрерывной трубы и сталелитейные заводы разработали высокопрочные материалы, которые увеличили рабочий диапазон колтюбингового инструмента. Доступность этих материалов позволила изменить многие параметры производства. Были разработаны, испытаны и применены процедуры сварки трубы в полевых условиях, чтобы надежность труб из новых, прочных материалов была такой же, как и при использовании первоначально разработанного материала.

Мировая потребность в углеводородах продолжает расти, скважины бурятся на все большие глубины, что привело к

Coiled tubing continues to evolve as a powerful tool in the oil and gas well service business. This evolution is the result of coiled tubing manufactures having overcome several key challenges while still maintaining the high product quality that coiled tubing service providers and oil companies have grown to expect. Driven by wells around the world being drilled deeper into hotter and higher-pressure reservoirs, these challenges require coiled tubing strings that are longer, stronger, heavier, and with greater wall thickness.

Over the past 15 years, common coiled tubing sizes have increased from 1, 1.25, and 1.5-in. outside diameter (O.D.) to sizes including 1.75, 2, 2.375, 2.625, 2.875, 3.25, 3.5, and 4.5 in. Material grades have increased from 70,000 and 80,000 psi minimum yield strength material to 90,000, 100,000, and 110,000 psi minimum yield strength materials. Wall thickness has increased from a maximum of 0.175 in. up to 0.250 in.

The coiled tubing manufactures have also continued working with the steel mills to improve the quality of the base material. The focus of this effort has been to make the base material as clean as possible in order to eliminate inclusions and laminations in the finished product. Today, it is rare for any base-metal defects to be shipped to the field.

Coiled tubing manufactures and steel mills also developed higher strength materials that pushed the coiled tubing operating range. As these new materials became available, manufacturing parameters were modified. Field welding procedures were also developed, tested, and implemented to ensure that the reliability with the new, stronger materials was the same as the original products.

As the world demand for hydrocarbons continues to grow, reservoirs are being drilled at ever-increasing depths. In response, better manufacturing techniques, higher quality steel, and stronger materials have led to a dramatic increase in coiled tubing lengths. Since 1998, the number of strings over 17,000 ft in length has increased by 35 %. As string length has increased, so has tubing size. Table 1 shows the size and length of one manufacturer's record coiled tubing strings.

These strings present a challenge for the manufactures on

Таблица 1. Соотношение размера и длины безмуфтовых труб

Table 1. Record Lengths

Диаметр трубы (дюймы / мм) Coiled Tubing O.D. (in / mm)	Длина трубы (футы / м) Coiled Tubing Length (ft / m)
1,50 / 38,1	28 700 / 8747
1,75 / 44,5	24 818 / 7564
2,00 / 50,8	29 765 / 9071
2,375 / 60,3	25 040 / 7631
2,875 / 73,0	19 810 / 6037



Рис. 1. Плоская стальная полоса (штрипс), подающаяся в стан
Fig. 1. Flat Strip Feeding into Mill

резкому увеличению длины колтюбингового инструмента. Это, в свою очередь, потребовало улучшения технологии производства, повышения качества стали и увеличения прочности материала.

С 1998 года число колонн длиной свыше 17 000 футов (5100 м) выросло на 35 %. С увеличением длины колонны увеличиваются требуемые условиями технологии проведения работ и прочности размеры трубы (диаметр и толщина стенки). Табл. 1 показывает диаметральный размер и длину трубы одного из производителей непрерывных труб.

Эти длинные колонны труб представляют сложность для производителя во многих аспектах. Одним из ключевых моментов является тот факт, что барабаны с плоской стальной полосой (штрипсом), которая подается в прокатный стан, являются крупногабаритными и требуют значительной мощности и момента кручения для работы (см. рис. 1).

Подобные вопросы в отношении размера и веса продукции встречаются и на выходной стороне стана. Поскольку готовым продуктом является труба, то размер барабана для ее намотки на другом конце значительно больше, чем барабана для штрипса (см. рис. 2).

Большинство длинных колонн используются для работ в критических условиях и заказываются как трубы непрерывного изготовления, без стыковых сварных швов. Поэтому материал не должен иметь дефектов по всей длине, сваривание должно быть непрерывным и может быть никаких перебоев с электричеством на протяжении более чем 8-часового процесса изготовления. В результате производство длинных колонн труб оказывается достаточно сложным процессом.

Одним из самых сложных моментов является доставка колонны с завода-изготовителя на требуемое место. Минимальный размер сердечника барабана должен быть как минимум в 40 раз больше диаметра намотанной на него трубы, поэтому непрерывные трубы большого диаметра требуют большого диаметра сердечника и самого барабана. Барабаны могут иметь диаметр свыше 215 дюймов (около 5,5 м).

Колтюбинговый инструмент большого диаметра изготавливаются из более толстого металла, что приводит к гораздо большей тяжести колонн, длинные непрерывные колонны имеют вес свыше 100 000 фунтов (45 тонн). Размер и вес этих больших колонн затрудняют и удорожают доставку. Для погрузки и транспортировки барабанов могут потребоваться большие краны и специальные грузовики (рис. 3).

several fronts. One key issue is that the flat-strip assembly wheels which feed the mill are larger and require significantly more horsepower to turn (see Figure 1).

Similar size and weight issues are encountered at the finished end of the mill. However, because the material is a tube at the finished end, the spool size is significantly larger (see Figure 2).

Most long strings are used in critical applications and are ordered as "continuous milled" strings with no tube-to-tube butt welds allowed. Making long strings without butt welds is difficult due to several factors: the material must not have any defects over the entire length; the weld process cannot have any interruptions during the entire manufactured process; and no power interruptions can be tolerated during the 8-plus hour milling process. As a consequence, these long strings present a manufacturing challenge.

One of the biggest challenges is getting the string from the manufacturing plant to the location where it is needed. The minimum core size of the reel is 40 times the outside diameter of the coiled tubing. The larger size coiled tubing requires larger cores and very large spools. Spools have been made with heights in excess of 215 in. The larger coiled tubing sizes are also made with heavier wall material, which results in much heavier strings; coiled tubing strings have been made in excess of 100,000 lbs. Both the size and weight of these large strings make moving difficult and expensive. Large cranes and special trucks may be required to load and transport the spools.

When coiled tubing strings are needed immediately at distant global locations, planes may be the only way to get the string there in a timely manner (see Figure 4).

Looking forward, there will be increased demand for stronger materials that can withstand more corrosive environments. However, this presents a quandary. One of the mechanical

Рис. 2. Барабан после изготовления
Fig. 2. Spool after Milling





Рис. 3. Погрузка краном
Fig. 3. Crane Loads

В случае, когда колтюбинговые колонны срочно необходимо доставить в удаленную точку земного шара, самолеты могут быть единственным средством доставки (см. рис. 4).

В будущем ожидается повышенный спрос на более прочные материалы, которые способны выдерживать еще более агрессивные среды. Однако для изготовления непрерывных труб это представляет некоторую сложность. Общеизвестно, что одной из главных механических характеристик, наряду с пределом прочности, является допускаемое относительное удлинение или эластичность материала. Хорошие характеристики удлинения материала позволяют осуществлять циклические изгибания трубы, происходящие в процессе спускоподъемных работ. Обычно материалы с высокими пределами прочности имеют достаточно малые относительное удлинение и эластичность. Поэтому применение высокопрочного материала в некоторых случаях может иметь ограничения из-за низких значений относительного удлинения. В первую очередь это относится к материалам с пределом текучести более 120 000 psi (1070 МПа).

В последнее время производители непрерывных труб обращают все большее внимание на материалы, устойчивые к воздействию коррозии. В настоящее время колтюбинговый инструмент является не очень стойким к коррозионному воздействию двуокиси углерода. Для решения этой проблемы применяются стали, легированные хромом, которые проходят испытания и показывают хорошие результаты в коррозионных средах, при этом демонстрируя прекрасное соотношение удлинения, предела текучести и эластичности. Однако, как и для всех материалов, для таких сталей существуют некоторые ограничения. Текущие испытания помогают определить пригодность этих новых, устойчивых к коррозии материалов для различных сред, находящихся в скважине.

Как видно из всего вышесказанного, производство непрерывных труб связано с большим количеством проблем. Этот бизнес будет развиваться только в том случае, если производители будут продолжать выпуск высококачественных продуктов, которые обеспечивают надлежащее качество и работоспособность оборудования на месторождении.

properties that make coiled tubing unique is the elongation and ductility of the material. The good elongation properties of the material allow the repeated bending that occurs during operations. Stronger materials have a tendency for lower elongation and less ductility. The quest for higher strength material will at some point reach a limit due to the low elongation properties of high-strength steels. That point may have already been reached with 120,000 psi yield materials.

Corrosion-resistant materials are the latest materials to be looked at by coiled tubing manufacturers. Coiled tubing is not very resistant to the corrosive effects of carbon dioxide exposure. Chrome alloys offer the potential to dramatically increase coiled tubing's ability to handle carbon dioxide environments. Several materials are currently being tested and are showing very good results in corrosive environments while still exhibiting excellent elongation, yield strength, and ductility. However, as with all materials, limits exist. Current testing will help determine the suitability of these new corrosion resistant materials to various oilfield wellbore environments.

Coiled tubing offers many manufacturing challenges. The business will grow only if the manufacturers continue to provide high quality products that deliver performance and value in the field.

Рис. 4. Доставка самолетом
Fig. 4. Plane Travel



John Pursell получил степень бакалавра в нефтепромышленном деле в университете A&M Техас в 1988 году. Он работал в Camco Coiled Tubing Services в течение 10 лет, занимая должности технического инженера по эксплуатации, управляющего колтюбинговым бурением, и технического директора в Хьюстоне. В течение трех лет он работал в REDA в качестве технического директора для ESP (электрический погружной насос), спускаемого на колтюбинговой трубе, затем три года — в Precision Tube Technology в качестве управляющего отдела сбыта и директора по маркетингу.

John Pursell received a BS in Petroleum Engineering from Texas A&M University in 1988. He worked for Camco Coiled Tubing Services for 10 years holding positions as a Technical Service Engineer, Coiled Tubing Drilling

Manager in Alaska, and Technical Manager in Houston. He spent 3 years working for REDA as technical manager for CT Deployed ESP's. Mr. Pursell has been at Precision Tube Technology for 3 years working as Technical Sales and Marketing Manager.

В СПИСКЕ «100 ЛУЧШИХ ТОВАРОВ РОССИИ»

А.М. Козловский,
генеральный директор ОАО «УралЛУКтрубмаш»
С.И. Пыхов,
директор по качеству ОАО «УралЛУКтрубмаш»

A.M. Kozlovsky,
General Director of UralLUKtrubmash
S.I. Pykhov,
Quality Assurance Director of UralLUKtrubmash

IN THE LIST OF “100 BEST GOODS OF RUSSIA”

ОАО «УралЛУКтрубмаш» – единственное российское предприятие, производящее длинномерные трубы в бунтах, предназначенные для ремонта и бурения нефтяных и газовых скважин с помощью технологии колтюбинга и для прокладки протяженных трубопроводов без дополнительных поперечных стыков. В 2000 году продукция предприятия стала лауреатом национальной программы «100 лучших товаров России».



Заготовка для производства БДТ
Steel strip for CT manufacturing

Технология производства ДТБ ОАО «УралЛУКтрубмаш» собственная (патент РФ №2170633), а оборудование отечественное, но современное, зачастую уникальное. В 2003 году были выделены дополнительные инвестиции и запущена линия объемной термообработки тела трубы в линии стана. Эта линия позволяет получать однородные свойства трубы непосредственно в процессе ее сварки, корректировать эти свойства в широком диапазоне и существенно улучшить качество выпускаемых труб и увеличить объем их производства.

Процесс производства начинается со входного контроля штрипса – контроля геометрии, металлографического контроля, осмотра поверхности, анализа сопроводительных документов, контроля химического состава каждой плавки металла. Контрольную проверку химического состава металла готовых труб проводят на одном бунте, изготовленном из партии стали одной плавки. Для каждой плавки металла проводят металлографические исследования, в процессе которых по ГОСТ 1778 оценивают загрязненность неметаллическими включениями. Отбор проб для определения химического состава стали проводят в соответствии

УралЛУКтрубмаш is the only Russian enterprise manufacturing coiled tubing for workover and drilling of oil and gas wells and for pipeline installation without any butt-welds. In 2000 the products of the enterprise became prize-winners of national program “100 best Russian goods”.

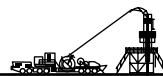
УралЛУКтрубмаш has own technologies of coiled tubing manufacturing (Russian Federation patent No2170633), has domestic often unique but state-of-the-art equipment. In 2003 additional investments were allocated and mill of heat treatment of tubing in tube mill was launched. This equipment allows to obtain similar tubing properties directly during welding process, adjust these properties and significantly increase tubing quality and increase output volume.

The manufacturing process starts with acceptance test of the strips – geometry inspection, metallographic checks, surface inspection, analysis of accompanying documents, and control of chemical composition of each cast. The chemical composition test is performed with one coil manufactured from one steel cast. Metallographic checks are conducted for each cast, they evaluate the rate of nonmetal particles in accordance with GOST 1778. The sampling of steel chemical composition is conducted in accordance with requirements of GOST 7565. Chemical analysis in accordance with GOST 22536.0-22536.9, GOST 18895, GOST 28473.

While extension of rolls, the end of strip has been cut at angle to strip axis and wells with the end of the next strip. The weld is than heat processed, weld reinforcement is smoothed out and 100 % checked with ultrasonic method. After welding the weld seam in the mill is 100 % magnetoferosound inspected. The longitudinal and bevel seams of coiled tubing



Укрупнение штрипса
Strip coarsening



с требованиями ГОСТ 7565. Химический анализ – по ГОСТ 22536.0-22536.9, ГОСТ 18895, ГОСТ 28473.

При укрупнении рулонов конец полосы отрезают под углом к оси полосы и сваривают с началом следующей полосы. Сварное соединение термически обрабатывают, зачищают заподлицо усиление сварного шва и 100 % контролируют ультразвуковым методом. Сразу после сварки сварной шов в линии стана подвергается 100%-ному магнитоферрозондовому контролю. Продольный и косой сварные швы длинномерных труб, изготовленных из стали 10ГМФ, после термообработки имеют однородную микроструктуру с минимальной толщиной белой полосы, а также достаточно низкую твердость в зонах шва и около шва, которая одинакова с твердостью основного металла, что свидетельствует о хорошей свариваемости стали.

В процессе производства трубы подвергаются технологическим испытаниям на раздачу и сплющивание, механическим испытаниям на растяжение, 100%-ному неразрушающему вихретоковому контролю всего сечения трубы, 100%-ному визуальному контролю наружной поверхности труб, испытанию внутренним гидравлическим давлением и испытаниям на циклический пластический знакопеременный изгиб (натурные образцы труб) в условиях, приближенных к условиям эксплуатации. По требованию заказчиков в 2003 г. в дополнение к ультразвуковой дефектоскопии введен также рентгеновский контроль.

Каждый бунт подвергается внешнему осмотру наружных витков трубы. Контроль геометрических параметров проводят на расстоянии 20 мм от заднего конца трубы. Диаметр измеряют в двух взаимно перпендикулярных направлениях, толщину стенки – в четырех точках, через 90°. Испытание на растяжение проводят на продольных образцах по ГОСТ 10006. Испытание на раздачу – по ГОСТ 8694 оправкой с углом конуса 30°. Испытание на сплющивание – по ГОСТ 8695. Толщину стенки проверяют трубным микрометром, диаметр и овальность труб контролируют гладким микрометром. Гидравлическое испытание труб проводят по ГОСТ 3845 с выдержкой под давлением не менее 10 минут. После гидравлических испытаний воду из трубы удаляют продувкой сжатым воздухом с последующим просушиванием. По согласованию с заказчиком ДТБ дополнительно могут быть испытаны внутренним давлением до 45 МПа.

Испытания на циклический изгиб проводят изгибом трубы длиной 2 м вокруг оправки радиусом 1200 мм.

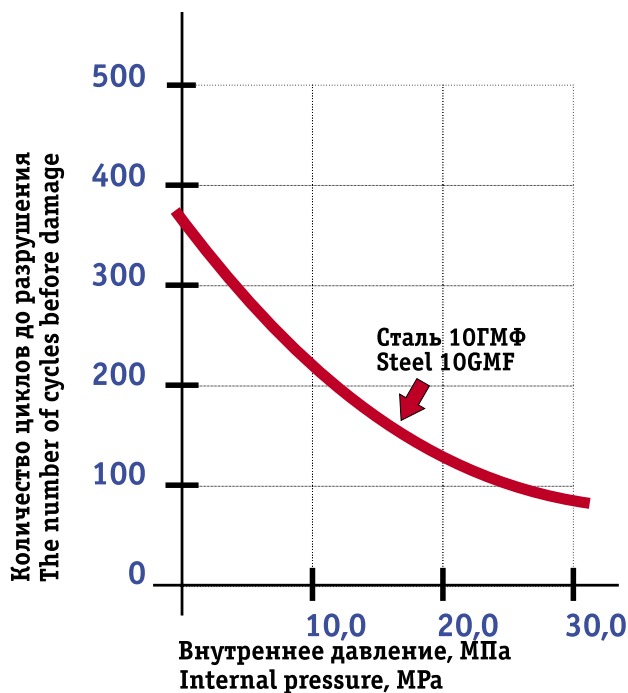


ФОТО: УРАЛУКТРУБМАШ

Ультразвуковой контроль стыка
Ultrasonic butt-weld inspection

from 10GMF steel after heat treatment have similar microstructure with minimum possible thickness of white lath, and a relatively low hardness of weld and adjacent zones which is similar to hardness of main metal, that proves good welding properties of the steel.

While manufacturing the tubing is being subjected to technological tests for expansion, fluttering, mechanical tests of elongation, 100 % nondestructive vortex-current test for outer surface of tubing, hydraulic test and cycling alternating bending of tubing samples under conditions close to working conditions. In 2003 at customer request ultrasonic testing is introduced in addition to ultrasonic defectoscopy.

Each spool is subjected to visual check of outer coils of tubing. The control of geometrics is conducted 20 mm from rear end of the tubing. O.D. is measured in two mutually perpendicular direction, wall thickness in four points in 90°. Elongation test is conducted with longitudinal samples in accordance with GOST 10006. Expansion test – according to GOST 8694 with mandrel with cone angle of 30°. Fluttering test – according to GOST 8695. wall thickness is measured with tubing micrometer, O.D. and ovality with micrometer. Hydraulic test is being conducted in accordance with GOST 3845, time under the pressure at least 10 minutes. After hydraulic test the water has been blown out with compressed air with following drying. According to agreement with customer the tubing could be subjected to test up to 45 MPa.

Cycle bending test is conducted with 2 meters coiled tubing coiled around mandrel with radius 1200 mm.

The complete cycle of alternating bending:

- bending of straightforward piece of tubing around mandrel with radius of 1200 mm;
- unbending to straightforward condition;
- bending to opposite direction around mandrel with radius of 1200 mm;
- unbending to initial straightforward condition;

UralLUKtrubmash has designed, manufactured and implemented device for cycling testing for coiled tubing, in conditions close to operating conditions (patent of Russian Federation No.2150686). Here it is possible to test the tubing for plastic bending without internal pressure, with internal pressure up to 27 MPa, with additional elongating load. This unit conducts obligatory testing of each tubing shipment, provided with technical requirements, as well as testing with different loads at customer request. Testing results are given on a chart.

Similar testing has been conducted abroad, but comparing the tests one should take into account that UralLUKtrubmash conduct cycling testing as follows: bending to one side, unbending, bending to opposite side and unbending. That is how the well bends during tripping while well servicing. Foreign

Полный цикл знакопеременного изгиба:
- изгиб прямолинейной трубы вокруг оправки радиусом 1200 мм;
- разгиб до прямолинейного состояния;
- изгиб в противоположном направлении вокруг оправки с радиусом 1200 мм;
- разгиб до исходного прямолинейного состояния.

В ОАО «УралЛУКтрубмаш» спроектировано, изготовлено и внедрено устройство для циклических испытаний образцов длинномерных труб в условиях, максимально приближенных к условиям эксплуатации (патент РФ №2150686). Здесь можно испытать трубу на пластический изгиб-разгиб без внутреннего давления, с внутренним давлением до 27 МПа, с дополнительным приложением растягивающей нагрузки. На этой установке проводят обязательные для каждой партии труб испытания, предусмотренные ТУ, а также испытания с различной комбинацией нагрузок по просьбе заказчика. Результаты испытаний приведены на графике.

Аналогичные испытания проводят и за рубежом, но при их сравнении необходимо помнить, что на ОАО «УралЛУКтрубмаш» проводят циклические испытания труб на изгиб в одну сторону, разгиб, изгиб в другую сторону и снова разгиб. Это считается одним циклом испытания. Приблизительно столько перегибов испытывает труба при одной спуско-подъемной операции в процессе ремонта скважин. В зарубежных источниках циклом считают изгиб и разгиб трубы. Поэтому количество циклов до разрушения трубы на зарубежных установках регистрируют в два раза большим, чем на российской. Сопоставляя результаты испытаний, необходимо также иметь информацию о радиусе изгиба трубы при испытании. Результат испытания находится в очень сильной зависимости от радиуса изгиба.

В процессе таких испытаний за один полный цикл материал трубы пластически деформируется практически так же, как и при одной спуско-подъемной операции в процессе ремонта скважин. В конкретных условиях эксплуатации кроме знакопеременного пластического изгиба труба нагружена внутренним давлением и растягивающими усилиями, кроме того, она может пластически деформироваться с радиусом меньшим или большим, чем предусмотрено в ТУ14-ЗР-38-2000 (1200 мм). Именно поэтому нельзя заранее, по результатам лабораторных испытаний точно предсказать предельный срок службы длинномерной трубы в конкретных условиях.

Критерии качества всех видов испытаний соответствуют критериям для оценки качества длинномерных труб в бунтах, принятым в США и в Канаде. Все показатели геометрии и качества наружной поверхности труб соответствуют принятым в США показателям и критериям качества аналогичных труб. ОАО «УралЛУКтрубмаш» имеет все необходимые средства контроля качества и испытаний длинномерных труб в бунтах. Результаты всех контрольных замеров и испытаний фиксируются и хранятся в архивах. Завод может предоставить эти данные для каждой выпущенной трубы. По результатам контроля в технологические режимы вносятся необходимые корректировки с целью получения стабильного качества труб.

В заключение хотелось бы отметить, что благодаря высокому уровню качества продукции предприятие является дипломантом конкурса на соискание премии Правительства Российской Федерации в области качества, лауреатом Премии Полномочного представителя Президента РФ в УрФО в области качества. В 2003 году производство было сертифицировано специализированной организацией – ВНИИГАЗ.

Система качества ОАО «УралЛУКтрубмаш» соответствует требованиям международного стандарта ИСО-9001:2000. Действует на заводе сертифицированная система управления охраной окружающей среды, соответствующая требованиям международных стандартов ИСО 14000.



**Циклические испытания БДТ
CT cycling testing**

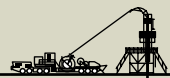
companies consider bending-unbending to be one cycle. That is why the cycle number before tubing collapse registered is two times higher than Russian samples. Comparing test result it is necessary to have information on bending radius while testing. Results depend greatly on bending radius.

During such testing, the tubing material has been plastically deformed like while tripping. In particular conditions besides alternating plastic bending the tubing is subjected to load with internal pressure and elongating force, besides it could be deformed with smaller or larger radius that its is stipulated in technical requirements 14-ЗР38-2000 (1200 mm). Due to this reason it is not possible to predict the tubing lifetime.

The performance criterion of all the tests corresponds evaluation criteria of coiled tubing accepted in USA and Canada. All geometry indexes and quality of outer surface correspond accepted in USA indexes of tubing quality. UralLUKtrubmash has all the necessary means of quality control and coiled tubing testing. The results of all the check measurements and tests age recorded and stored in archives. The factory could provide this data for every tubing string. According to test results technological modes are being adjusted in order to obtain stable tubing quality.

In addition we should mention that due to high level of product quality the enterprise is winner of prize of government of Russian Federation for the quality, winner of plenipotentiary of representative of president of Russian Federation in URFO for the quality. In 2003 the manufacturing process has been certified by a special institution – VNIIGAZ.

The quality assurance system of UralLUKtrubmash corresponds to requirements of world standard ISO 9001:2000. The factory has a certified system of environment protection, that corresponds to requirements of international standards ISO 14000.



ТИТАНОВЫЕ СПЛАВЫ ДЛЯ ДЛИННОМЕРНЫХ БЕЗМУФТОВЫХ ТРУБ – КОЛТЮБИНГА

Смирнов В.Г.,

главный трубопрокатчик ОАО ВСМПО

Таран Н.М.,

ведущий менеджер по оффшорной нефтегазодобыче ОАО ВСМПО

Smirnov V.G.,

Chief tube mill operator of JSC VSMPO

Taran N.M.,

Chief manager for offshore oil production of JSC VSMPO

TITANIUM ALLOYS FOR COILED TUBING

В качестве перспективных, конкурентоспособных материалов для колтюбинга, коррозионноустойчивых в условиях воздействия сероводорода, многие исследователи в настоящее время рассматривают технический титан или сплавы титана. В совместном документе NACE и ASTM «Унифицированная система классификации материалов» введен перечень титановых сплавов, рекомендованных для применения в сероводородсодержащих средах.

Титановые сплавы нашли широкое применение в аэрокосмическом, судостроительном и химическом машиностроении благодаря уникальному сочетанию комплекса физико-механических свойств, таких как низкая плотность (4,5 г/см³), низкий модуль упругости (10,3–11,10×10⁴ МПа), высокая прочность (343–900 МПа, на трубных сплавах титана) и высокая коррозионная стойкость (табл. 1).

Для предварительной оценки поведения безмуфтовых труб из сплавов титана в условиях знакопеременного циклического нагружения сотрудниками ОАО ВСМПО (Верхнесалдинское металлургическое производственное объединение) на испытательном стенде ОАО «УралЛУКтрубмаш» (г. Челябинск) проведено испытание труб из титанового сплава ОТ4 на циклический изгиб, а также приведена теоретическая оценка циклической прочности труб из сплавов титана в сравнении с известными сталями для колтюбинга.

Испытание производилось на образцах трубы Ø38x4x2000 без кольцевого сварного шва и на образцах, имеющих кольцевой сварной шов в средней части. Число циклов знакопеременного нагружения составило соответственно 508 и 150.

Поскольку особенностью эксплуатации длинномерных безмуфтовых труб является упруго-пластический изгиб при спускоподъемных операциях, при котором величина пластической деформации превышает упругую деформацию и достигает нескольких процентов, то можно принять, что расчетная схема нагружения и разрушения колтюбинга соответствует условиям малоциклового нагружения металла.

Для расчета малоциклового выносливости при симметричном знакопеременном нагружении, которое соответствует экспериментальным исследованиям на циклический изгиб труб, используем известное соотношение между пластической деформацией материала в цикле $\epsilon_{пл}$, пластичностью металла, характеризующейся относительным сужением ψ , пределом текучести материала σ_T , модулем упругости E и числом циклов до разрушения – N [1]:

$$\epsilon_{ni} = 0,5 \ln \left(\frac{1}{1-\psi} \right) N^{-\gamma} + \frac{2\sigma_m}{E}, \quad (1)$$

где γ – коэффициент Коффина-Менсона,

$$\epsilon_{ni} = \frac{D_t}{2R},$$

R – радиус изгиба трубы,

D_t – наружный диаметр трубы.

As prospective, competitive, corrosion resistant under hydrogen sulphide conditions materials for coiled tubing many researchers now investigate titanium or titanium alloy. In mutual document NACE and ASTM "Unified system of material classification" there is introduced a range of titanium materials recommended for hydrogen sulphide conditions.

Titanium alloys are widespread in aero-cosmic are widely used in aerocosmic, vessel and chemical industry due to unique combination of mechanical properties of chemical-mechanical properties such as low density (4.5 kg/sm³), low modulus of elasticity (10.3-11.10×10⁴ MPa), high strength (343–900 MPa of titanium tubing alloys) and high corrosion resistance (table 1).

For preliminary estimates of titanium alloy coiled tubing under conditions of alternating cycling loads by means of workers of VSMPO on tubing stand of Ural LUKtrubmash (Chelyabinsk) there has been tested tubing from titanium alloys OT4 for cycle fatigue, as well as theory testing of tubing from titanium alloys comparing to famous steel for coiled tubing.

Tubing samples (Ø38x4x2000) with no circular seam were tested in the middle part of the tubing. The number of alternating loads amounted 508 and 150.

As the special feature of the coiled tubing is the cycle bending during tripping, the value of cycle bending reaches its yield limit and reaches a fixed amount of several percents, so it is possible to accept that the calculated value of tubing load and tubing collapse corresponded conditions of metal low cycle loading.

In order to calculate low cycle loading of symmetric alternating loading that corresponds cycle bending research, we use the known correlation of plastic yield in cycle ϵ_{pl} metal ductility, described by reduction of area ψ , yield strength σ_T , modulus of elasticity E and number of cycles before collapse – N [1]:

$$\epsilon_{ni} = 0,5 \ln \left(\frac{1}{1-\psi} \right) N^{-\gamma} + \frac{2\sigma_m}{E}, \quad (1)$$

where γ – Coffin-Manson coefficient,

$$\epsilon_{ni} = \frac{D_t}{2R},$$

R – bending radius,

D_t – tubing O.D.

Формулу (1) преобразуем к виду, удобному для расчета количества циклов до разрушения:

$$N = \left[0,5 \ln \left(\frac{1}{1-\Psi} \right) \left(\frac{D_t}{2R} - \frac{2\sigma_m}{E} \right) \right]^{\frac{1}{7}} \quad (2)$$

Расчеты, выполненные по формуле (2) для стали HS-70, нержавеющей стали 12X18H9T, хромоникелевого сплава ЭК77, сплавов титана BT1-0 и OT4, приведены в табл. 2; там же приведены результаты испытаний на циклический симметричный знакопеременный изгиб труб $\varnothing 38 \times 4$ мм из сплава OT4 без внутреннего давления вокруг оправок с радиусом 1200 мм на испытательном стенде ОАО «УралЛУКтрубмаш».

В табл. 3 приведены механические свойства ряда материалов, удельная прочность (отношение плотности к пределу выносливости) и отношение веса одного погонного метра трубы $38,1 \times 3,96$ к расчетной циклической прочности по табл. 2.

Фактическое число циклов до разрушения сплава OT4 и расчетное по фактическим значениям механических свойств близки по значениям (отклонение от фактического – 5,6 %) и позволяют использовать полученные результаты для анализа различных факторов на циклическую прочность материалов колтюбинга.

Из формулы (2) и табл. 2 следует, что количество циклов до разрушения возрастает с увеличением пластичности материала, определяемой величиной относительного сужения, при уменьшении отношения диаметра трубы к радиусу изгиба трубы, увеличении предела текучести и снижении модуля упругости, а также при увеличении значения коэффициента Коффина – Менсона.

Расчетное число циклов до разрушения соответствует минимальным значениям предела текучести и относительного сужения и, соответственно, является минимальным для каждого материала. Фактическое число циклов до разрушения может превышать расчетное в 1,5–2 раза.

Из табл. 2 следует, что сталь HS-70 обеспечивает максимальное число циклов до разрушения. Нержавеющая сталь 12X18H9T и хромоникелевая сталь ХН30МДБ имеют большее значение коэффициента Коффина – Менсона и, соответственно, меньшую циклическую прочность. Сплавы титана BT1-0 и OT4 имеют более высокую расчетную циклическую прочность, чем стали 12X18H9T и ХН30МДБ (почти в два раза), и сопоставимую со сталью HS-70, фактическая циклическая прочность трубы из сплава OT4 составила 508 циклов (по методике ОАО «УралЛУКтрубмаш»).

При добыче высокосернистого газа применение безмуфтовых, обсадных и насосно-компрессорных труб из титановых сплавов особенно оправдывает себя в случаях значительного содержания в среде сероводорода и двуокиси углерода, а также когда температура в скважине превышает 150 °С.

Учитывая, что трубы из сплавов титана обладают высокой коррозионной стойкостью в среде сероводорода и скорость коррозии титана в сотни раз ниже скорости коррозии стали, а относительная циклическая прочность сплавов титана выше, чем у коррозионноустойчивых сталей, в 3,4 раза, то при сопоставимом уровне цен на трубы из этих материалов применение титановых безмуфтовых труб можно рассматривать как одно из наиболее перспективных направлений в колтюбинговой технологии, являющееся экономически оправданным, несмотря на их высокую стоимость.

Formula (1) is transformed to convenient appearance for calculation of number of cycles before collapse:

$$N = \left[0,5 \ln \left(\frac{1}{1-\Psi} \right) \left(\frac{D_t}{2R} - \frac{2\sigma_m}{E} \right) \right]^{\frac{1}{7}} \quad (2).$$

The calculations in accordance with formula (2) for steel HS-70, stainless steel 12X18H9T, chromium-nickel alloy EK77, titanium alloy BT1-0 and OT4 are given in table 2, there are also given test results for alternating cycle bending of tubing with O.D. 38x4 from alloy OT4 with no internal pressure around mandrels with radius 1200 mm on testing equipment of UralLUKtrubmash.

Table 3 gives mechanical properties of number of materials, strength-to-weight ratio and ratio of one running meter of tubing 38,1x3,96 to calculated cycle strength in accordance with table 2.

Actual number of cycles before collapse of alloy OT4 and calculated in accordance with actual mechanical properties are close according to values (5,6 % error) and allow to use the results for analysis of different factors for cycle fatigue resistance of coiled tubing.

Formula (2) and table 2 show that the number of cycles before collapse increases as increases the plasticity of material, defined by reduction of area, under reduction of tubing O.D. to tubing bending radius, increase of yield strength and reduction of modulus of elasticity and increase of Coffin–Manson coefficient.

The calculated number of cycles before collapse corresponds minimum values of yield strength and reduction of area, and therefore is a minimal for each material. The actual number of cycles before collapse could exceed estimated values in 1.5–2 times.

Table 2 shows that steel HS-70 provides maximum number of cycles before collapse, stainless steel 12X18H9T and chromium-nickel steel ХН30МДБ, that have higher Coffin–Manson coefficients, and accordingly lower cycle fatigue resistance. Titanium alloys BT1-0 and OT4 have higher calculated cycle fatigue resistance than steel 12X18H9T and ХН30МДБ (almost in two times), and comparable to steel HS-70, actual cycle fatigue resistance of tubing from steel OT4 amounted 508 cycles (according to method of UralLUKtrubmash).

During production of sour gas the use of coiled tubing, casing and tubing strings from titanium alloys justifies its use in case of high hydrogen sulphide and carbon dioxide content, also when temperature exceeds 150 °С.

Taking into account that titanium alloys tubing have high corrosion resistance in hydrogen sulphide environments, the speed of corrosion of titanium is hundreds times slower than steel, and a relative cycle fatigue resistance of titanium alloys is higher than stainless steel in 3.4 times, at a comparable price for the tubing the use of titanium coiled tubing could be the one of the most prospective trends in coiled tubing and is economically sound despite the high cost.

ЛИТЕРАТУРА

1. Богатов А.А. Механические свойства и модели разрушения металлов: Учеб. пособие для вузов. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2002. – 329 с.

Literature:

1. Bogatov A.A. Mechanical properties and models of metal collapses: Tutorial for institutes of higher education. – Ekaterinburg, GOU VPO UGTU-UPI, 2002. – 329 pages.

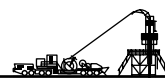


Таблица 1

Коррозионная стойкость титана, нержавеющей стали и сплава на никелевой основе

Агрессивная среда	Концентрация	Температура	Титан	Нержавеющая сталь	Сплав на никелевой основе
Соляная кислота	5	Комнатная	A	C	B
	10	Точка кипения	C	C	C
Серная кислота	5	Комнатная	A	A	A
	10	Точка кипения	C	C	C
Азотная кислота	30	Комнатная	A	A	A
	68	Точка кипения	A	B	C
Уксусная кислота		Комнатная	A	A	A
	100	Точка кипения	A	A	A
Едкий натр	20	Комнатная	A	A	A
	40	Точка кипения	C	B	A
Хлорид железа		Комнатная	A	C	B
	30	Точка кипения	A	C	C
Хлорид натрия	Насыщение	Комнатная	A	B	A
	(при 20°C)	Точка кипения	A	C	B
Сульфид натрия		Комнатная	A	A	A
	10	Точка кипения	A	B	A
Газообразный хлор	100% (мокрый)	Комнатная	A	C	C
Газообразный сероводород	100% (мокрый)	Комнатная	A	A	B

A: полная коррозионная стойкость (при скорости коррозии не более 0,13 мм/год).

B: Коррозионная стойкость, допустимая для применения (при скорости коррозии в пределах 0,13–1,3 мм/год).

C: Отсутствие коррозионной стойкости (при скорости коррозии не менее 1,3 мм/год).

Таблица 2

Механические свойства материалов для безмуфтовых труб и число циклов до разрушения

Марка материала	Предел текучести σ_r , МПа (min)	Модуль упругости E, МПа	Относительное сужение ψ , % (min)	Коэффициент Коффина – Менсона	Число циклов до разрушения	
					расчетное	фактическое
HS-70	483	21,0×10 ⁴	30	0,50	252	–
12X18H9T	220	20,5×10 ⁴	55	0,70	124	–
ХН30МДБ	350	19,5×10 ⁴	50	0,70	118	–
BT1-0	275	10,3×10 ⁴	50	0,65	217	–
OT4	540	10,8×10 ⁴	30	0,63	227	–
OT4*	643	10,8×10 ⁴	32	0,63	480	508

*Фактические значения при испытаниях труб $\varnothing 38 \times 4$ мм из сплава OT4.

Таблица 3

Механические свойства материалов для безмуфтовых труб и их относительная прочность

Марка материала	Временное сопротивление разрыву σ_r , МПа	Плотность, кг/м ³	Вес погонного метра трубы $\varnothing 38 \times 4$ (м), кг	Число циклов до разрушения N	Относительная циклическая прочность N/м
HS-70	552	7855	3,35	252	75,2
12X18H9T	510	7900	3,37	124	33,5
ХН30МДБ	650	8100	3,46	118	34,1
BT1-0	343	4500	1,92	217	113,0
OT4	686	4550	1,94	227	117,0
OT4*	786	4550	1,94	480	247,4

Table 1

Titanium, stainless steel and nickel alloy corrosion resistance

Corrosive medium	Concentration	Temperature	Titanium	Stainless steel	Nickel alloy
hydrochloric acid	5	Room	A	C	B
	10	Boiling point	C	C	C
sulphuric acid	5	Room	A	A	A
	10	Boiling point	C	C	C
nitric acid	30	Room	A	A	A
	68	Boiling point	A	B	C
acetic acid		Room	A	A	A
	100	Boiling point	A	A	A
caustic soda	20	Room	A	A	A
	40	Boiling point	C	B	A
iron chloride		Room	A	C	B
	30	Boiling point	A	C	C
sodium chloride	Saturation	Room	A	B	A
	(at 20°C)	Boiling point	A	C	B
sodium sulfide		Room	A	A	A
	10	Boiling point	A	B	A
chlorine gas	100% (wet)	Room	A	C	C
gaseous hydrogen sulphide	100% (wet)	Room	A	A	B

A: full corrosion resistance (corrosion speed not higher than 0.13 mm/year)**B:** corrosion resistance, allowable for use (corrosion speed ranges 0.13–1.3 mm/year).**C:** no corrosion resistance (corrosion speed at least 1.3 mm/year).**Table 2**

Mechanical properties of materials for coiled tubing and number of cycles before collapse.

Material	Yield strength σ_r , MPa (min)	Modulus of elasticity E, MPa	Reduction of area ψ , % (min)	Coefficient of Coffin–Manson	Number of cycles before collapse	
					Calculated	Actual
HS-70	483	21,0×10 ⁴	30	0,50	252	–
12X18H9T	220	20,5×10 ⁴	55	0,70	124	–
ХН30МДБ	350	19,5×10 ⁴	50	0,70	118	–
BT1-0	275	10,3×10 ⁴	50	0,65	217	–
OT4	540	10,8×10 ⁴	30	0,63	227	–
OT4*	643	10,8×10 ⁴	32	0,63	480	508

*actual values of tubing tests O.D. 38x4 from OT4 alloy.

Table 3

Mechanical properties of materials for coiled tubing and its relative durability

Material	Point of maximum load σ_r , MPa	Density kg/m ³	Weight of tubing running meter, O.D.38x4 (m),kg	Number of cycles before collapse N	Relative cycle fatigue resistance N/m
HS-70	552	7855	3,35	252	75,2
12X18H9T	510	7900	3,37	124	33,5
ХН30МДБ	650	8100	3,46	118	34,1
BT1-0	343	4500	1,92	217	113,0
OT4	686	4550	1,94	227	117,0
OT4*	786	4550	1,94	480	247,4



ОДИН ИЗ РЕЗЕРВОВ ПОВЫШЕНИЯ СТОЙКОСТИ ДЛИННОМЕРНЫХ ТРУБ

В.А. Шуринов,
директор НП «ЦРКТ»

V.A. Shurinov,
director of NP CRKT

ONE OF RESERVES TO INCREASE DURABILITY OF COILED TUBING

СТОЙКОСТЬ ДЛИННОМЕРНОЙ ТРУБЫ оказывает существенное влияние на стоимость выполнения технологической операции на скважине. Имеется тенденция использования труб большего диаметра. Однако стоимость длинномерной трубы по мере увеличения диаметра резко возрастает, а стойкость ее – понижается, что подтверждает актуальность любых мероприятий, направленных на повышение стойкости труб. Одним из основных параметров, определяющих срок службы длинномерной трубы, является ее способность сопротивляться воздействию циклическими изгибами в сочетании с приложением внутреннего давления. Указанный режим является наиболее характерным при эксплуатации длинномерной трубы.

Для проведения операций капитального ремонта скважин чаще всего используются гибкие трубы диаметром 33,5; 38,1; 44,5 мм с толщиной стенки от 2,6 до 4,0 мм при внутреннем давлении от 8,0 до 25,0 МПа, в зависимости от глубины скважины и пластового давления. Для проведения операций колтюбингового бурения в настоящее время используются трубы диаметром 60,3; 73,0 мм и более, с толщиной стенки от 3,4 мм до 5,2 мм. Внутреннее рабочее давление при колтюбинговом бурении определяется гидравлическим расчетом работы забойного двигателя, характеристиками примененных буровых растворов, гидравлическими потерями в трубе и лежит в интервале от 10,0 до 25,0 МПа.

Как показали исследования, проведенные в России – ОАО «УралЛУКтрубмаш» [1] и на Западе – фирмами Quality Tubing [2] и Precision Tube Technology [3], зависимость стойкости труб при циклических изгибах от внутреннего давления близка к экспоненциальной и при рабочих давлениях, используемых в колтюбинговых операциях, носит крутопадающий характер. На рис. 1 в качестве примера приведена характерная зависимость для трубы размером 38,1 x 2,8 мм (диаметр/толщина) из стали HS-70 при циклических изгибах радиусом 1066 мм [2].

Если привести экспериментальные данные разных фирм к общей системе оценки, можно сделать вывод, что при эксплуатации труб диаметром 30–40 мм стойкость их к циклическим изгибам по сравнению со стойкостью при нулевом внутреннем давлении понижается при давлении 12,0 МПа на 40–60 % и при давлении 25,0 МПа – на 70–95 % (!).

Другим важным параметром, определяющим стойкость трубы, является радиус циклического изгиба. По данным [1], «при испытаниях труб размерами 33,5 x 3,0 мм и 38,1 x 3,0 мм (диаметр/толщина) при уменьшении радиуса изгиба от 1200 мм до 600 мм почти в 5 раз уменьшается долговечность труб» (!).

Обобщая сказанное, можно сделать вывод: для труб с отношением диаметра к толщине стенки $D/S=12:15$ повышение рабочего давления до 25,0 МПа приводит к обвальному снижению их сопротивляемости циклическим изгибам, что в сочетании с умень-

COILED TUBING DURABILITY affects to a significant extent a cost of a well intervention services. According to the existing trend of sharply growing tubing O.D., the cost of coiled tubing sharply increases as grows tubing O.D., at the same time tubing durability decreases – the fact that proves demand of any steps aimed at tubing hardening. One of the key properties defining life of coiled tubing is ability to withstand bending cycles with applied internal pressure. The mentioned behavior is the most typical for coiled tubing operations.

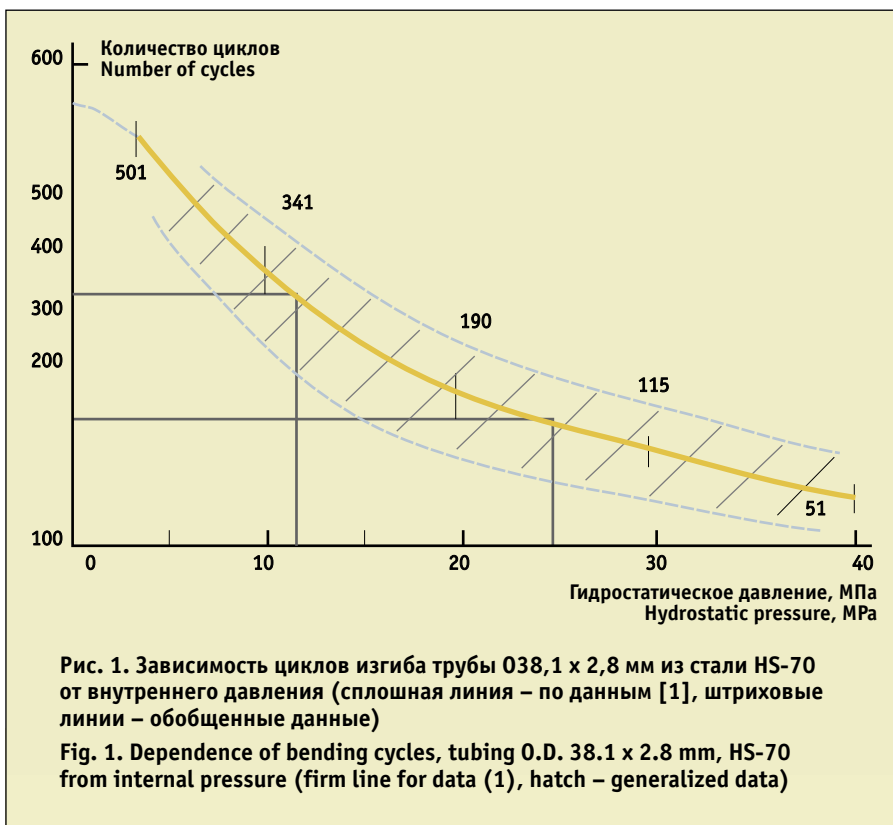
In order to overhaul a well, the mostly used strings have following O.D.'s: 33.5, 38.1, 44.1 mm, wall thickness ranging from 2.6 to 4.0 mm, at internal pressure ranging from 8.0 to 25.0 MPa, depending on well depth and formation pressure. Strings with O.D.'s 60.3, 73.0 mm and larger, and wall thickness from 3.4 to 5.2 mm are used for coiled tubing drilling. Internal working pressure for coiled tubing drilling is defined by hydraulic calculation of downhole motor operation, properties of mud, hydraulic losses in tubing and ranging from 10.0 MPa to 25.0 MPa.

On a basis of study conducted in Russia – UralLUKтрубмаш [1] and overseas – Quality Tubing [2] and Precision Tube Technology [3], tubing bending cycles resistance dependency on internal pressure approaches exponential dependency and under coiled tubing operation working pressure has a steeply-dipping manner. Figure 1, as an example shows typical dependency for HS-70 steel tubing, O.D. 38.1 x 2.8 mm at bending cycles with radius 1066 mm [2].

Bringing experimental data from different companies to conformity with general evaluation system, one may come to a conclusion that using tubing with O.D. 30–40 mm, the tubing cycle bending resistance comparing to resistance at “zero” internal pressure shows 40–60 % resistance reduction at a 12.0 MPa and 70–95 % at 25.0 MPa.

Other important characteristic defining pipe durability is a cycle bending radius. According to data [1] “testing tubing O.D. 33.5 x 3.0 mm and 38.1 x 3.0 mm reducing bending radius from 1200 mm to 600 mm we are almost 5 times reducing tubing life” (!).

Summarizing all the above mentioned it is possible to come to the following conclusion: for tubing with diameter/wall thickness ratio $D/S=12:15$ the increase of working pressure up to 25.0 MPa causes a drastic decrease in cycle bending resistance and coupled with bending radius reduction and growth of tubing O.D. brings economic inexpediency for the mentioned conditions. Taking into account



шением относительного радиуса изгиба при росте диаметров труб практически приводит к экономической нецелесообразности их использования в указанных условиях. Учитывая тенденцию увеличения глубин осваиваемых месторождений, а следовательно, и пластовых давлений, вопросы развития и использования колтюбинга в значительной мере будут определяться его способностью адаптироваться к работе с повышенными давлениями.

Выход из положения предлагается авторами [4]. Суть предложения заключается в уравновешивании давления во внутренней полости трубы на участках изгиба специально создаваемым наружным давлением. При этом силовые условия и сопротивляемость трубы упругопластическим знакопеременным изгибам практически становятся идентичными условиям изгиба без внутреннего давления, т.е. стойкость труб, эксплуатируемых при повышенных давлениях, в соответствии с графиком на рис. 1, резко возрастает.

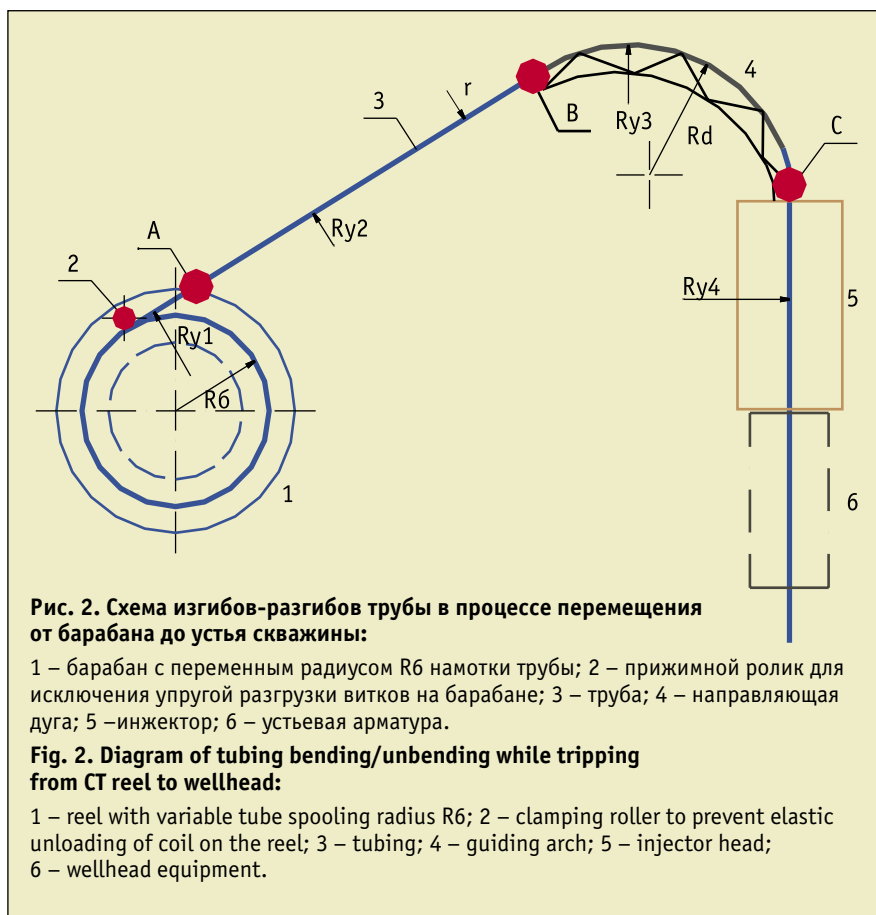
Рассмотрим с этой позиции условия эксплуатации трубы при проведении технологических операций. На рис. 2 приведена схема изгибов-разгибов трубы в процессе ее перемещения от барабана до устья скважины.

Участки трубы в процессе перемещения от барабана до устья скважины испытывают следующие разгибы-изгибы:

- упругий разгиб с радиуса намотки R_6 до радиуса R_{y1} ;
- распрямление на участке «А» до прямолинейного состояния с радиусом «упругой отдачи» R_{y2} ;
- изгиб на входе направляющей – участок «В» – до радиуса дуги R_d ; при этом радиус «упругой отдачи» R_{y3} ;
- распрямление на участке «С» до прямо-

of “elastic recoil” R_{y2} ;

- bending at the point of guiding arch entry – section “В” to arch radius R_d , at the same time radius of “elastic recoil” is R_{y3} ;
- straightening along a section “С” to straightforward condition at a radius of “elastic recoil” R_{y4} (particular case $R_{y4}=\infty$). Tubing “deterioration” under exposure to cycle



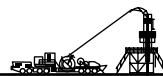
the trend for deeper wells of developing fields, consequently higher formation pressure, and the issues of development and use of coiled tubing are defined to a great extent with its ability to adapt to operations with higher pressure.

The solution has been proposed by the authors [4]. The idea of the proposal is to equalize pressure inside tubing along sections subjected to bend with specially induced pressure. In this case the force conditions and tubing resistance to elastoplastic alternating bending is getting almost equal to bending without internal pressure that is according to diagram, fig. 1, tubing resistance operated with increased pressure increases sharply.

Let us examine from this point of view operating conditions of tubing performing well intervention. See fig. 2 for the diagram of tubing bending-unbending while tripping from the CT reel to a wellhead.

Tubing sections while tripping from the reel to the wellhead experiencing the following bending-unbending:

- elastic bending from R_6 radius to radius R_{y1} ;
- straightening along “А” section to straightforward condition with radius



линейного состояния при радиусе «упругой отдачи» R_{y4} (в частном случае $R_{y4}=\infty$).

«Износ» трубы под воздействием циклических разгибов-изгибов происходит на участках «А», «В» и «С». Если на этих участках уравновесить внутреннее и наружное давление, то циклическая стойкость трубы в целом приблизится к циклической стойкости трубы без внутреннего давления. Однако следует иметь в виду, что при деформации изгибом трубы без внутреннего давления имеет место нарушение геометрии ее поперечного сечения: оно принимает форму неправильного овала. Для исключения овализации трубы следует создать некоторый «избыток» внутреннего давления по сравнению с наружным, которое должно быть, в зависимости от толщины стенки, на 1,5–3,0 МПа ниже внутреннего – рабочего давления. Такая разница давлений практически не приводит к снижению циклической стойкости, как это видно на начальном участке графика на рис. 1, в то время как геометрия трубы не нарушается.

Вариант конструктивного решения камеры высокого давления (КВД), обеспечивающей подачу давления на наружную поверхность участков изгиба-разгиба, приведен на рис. 3.

В прочном корпусе 1 с уплотнениями 2 и 3, заполненном вязкой смазочной средой, размещены гибочные ролики a, b, c, d. Давление в полость подается через штуцер 4. При движении трубы, как показано на чертеже, вправо на изгиб работают ролики b, c, d (ролик a отводится от трубы принудительно или за счет смещения его оси в наклонных пазах). При движении трубы влево на изгиб трубы работают ролики a, b, c. Приведенная на рис. 3 комбинация роликов соответствует участку «В» на рис. 2. Для участков «А» и «С» комбинации работающих роликов соответственно изменяются. Для удобства заправки трубы корпус КВД выполняется разъемным, с откидной верхней частью. Следует иметь в виду, что в камере высокого давления практически отсутствует (сведены к минимуму) расход рабочей среды, поэтому расход энергии на поддержание давления минимален. Использование вязкой рабочей среды, обладающей хорошими смазывающими свойствами, сводит к минимуму унос смазки через уплотнения и обеспечивает нормальные условия работы роликового механизма.

Величины необходимых радиусов изгиба в роликовом механизме на участках «А», «В», «С» определяются с учетом радиуса упругой деформации разгрузки трубы, вычисляемого согласно выражению:

$$R' = r / (T/E \pm r/R), \quad (1)$$

где R' – радиус оси трубы после деформации разгрузки;

r – радиус трубы;

R – радиус изгиба до деформации разгрузки;

T, E – предел текучести и модуль упругости материала трубы. Знак (+) используется при разгибе трубы; знак (-) – при дополнительном изгибе.

Некоторую конструктивную трудность представляет размещение камеры высокого давления с гибочными роликами на участке «А» ввиду близости поверхности барабана (рис. 2). Для размещения КВД труба отводится от барабана за счет упругого разгиба, и тем самым обеспечивается необходимое расстояние между ней и поверхностным слоем труб на барабане для размещения камеры. Расчет радиуса трубы после упругого отгиба также производится с использованием выражения (1).

bending-unbending occurs in sections “A”, “B”, and “C”. On condition that internal and external pressure of these sections is equalized, the cycle resistance of tubing in general will approach the cycle resistance of tubing without internal pressure. However, it is important to have in mind that tubing bending deformation with no internal pressure changes geometry of its cross-section – it takes a shape of an irregular oval. In order to avoid tubing ovalization it is necessary to build certain internal overpressure (pressure drop) to external pressure, the overpressure depending on wall thickness should be 1.5–3.0 MPa be less than internal working pressure. Such pressure drop almost does not affect cycle resistance, as it is possible to see from entry part of the chart on a fig.1, at the same time tubing geometry stays unaffected.

One of high pressure chambers designs providing pressure delivery to internal surface of sections subjected to bending-unbending is shown on a fig.3.

Bending rollers abcd are located inside durable body 1

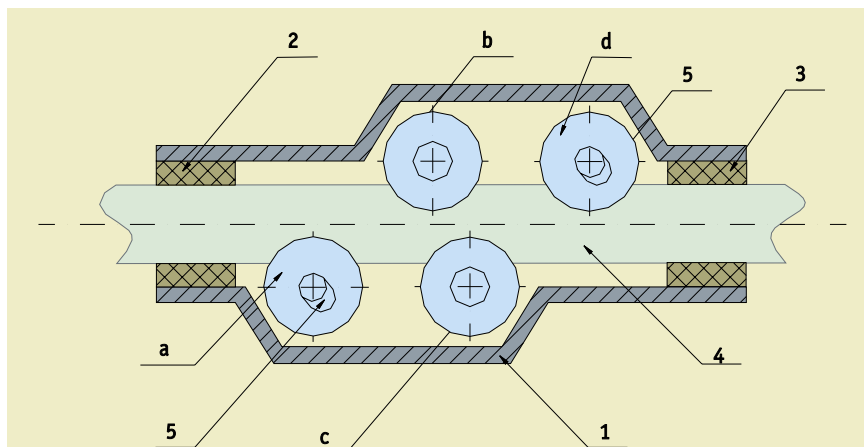


Рис. 3. Схема камеры высокого давления, оснащенной гибочными роликами:

1 – корпус; 2, 3 – уплотнения; 4 – труба; a, b, c, d – гибочные ролики; 5 – пазы для смещения оси ролика

Fig. 3. Sketch of high pressure chamber equipped with bending rollers:

1 – body, 2, 3 – sealing elements, 4 – tubing, a, b, c, d – bending rollers, 5 – grooves for roller shifting motion

filled with viscous lubricating fluid equipped with sealing elements 2 and 3. The pressure is being applied through fitting 4. As tubing moves according to the drawing “to the left”, rollers bcd are employed for bending (roller a is being forced aside, or due to its shifting motion in inclined grooves). As tubing goes “to the left” rollers abc are employed for tubing bending. The given combination of rollers (see fig. 3) corresponds section “B”, fig. 2. For sections “A” and “C” the employed set of rollers changes correspondingly. For convenience of tube feeding into the high pressure chamber its body has a split design with foldable top. It is important to have in mind that high pressure chamber almost has no consumption of working fluid (reduced to minimum), so energy expenditure to maintain pressure is also minimized. The use of viscous working fluid with good lubrication properties reduces leaks of lubricant through sealing elements and provides normal working conditions for roller mechanism.

The values of necessary bending radius in roller mechanism of sections “A”, “B” and “C” are defined considering radius of elastic springing back, calculated according to the equation:

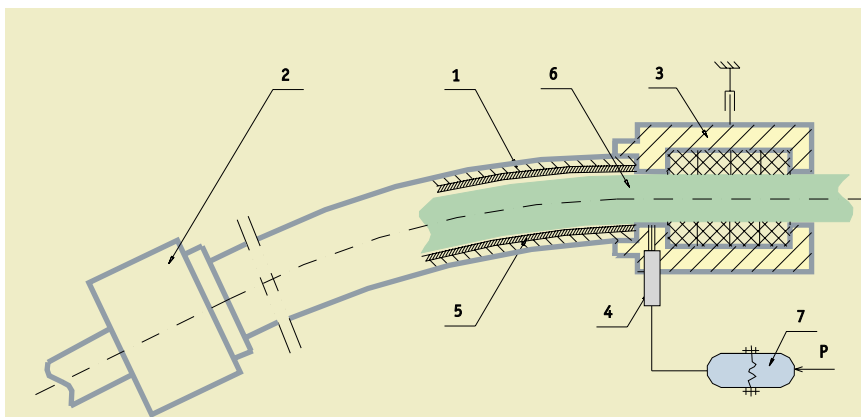


Рис. 4. Гибкая конструкция камеры высокого давления:

1 – армированная оболочка; 2, 3 – оконцеватели; 4 – штуцер; 5 – антифрикционные износостойкие вкладыши; 6 – труба; 7 – разделитель сред

Fig.4 Flexible high pressure chamber

1 – reinforced casing, 2, 3 – end fittings, 4 – fitting, 5 – antifriction wearproof bushings, 6 – tubing, 7 – environments separator

Возможны другие конструктивные варианты выполнения камеры высокого давления: например, в виде гибкой конструкции, вроде армированного шланга высокого давления (рис. 4).

Армированная оболочка высокого давления 1 гибкого шланга рассчитана на необходимое давление. Оконцеватели 2, 3 снабжены уплотнениями и штуцером 4 для подачи высокого давления. Внутренняя полость гибкого шланга снабжена износостойкими антифрикционными элементами 5 и для исключения задиоров трубы при трении заполнена смазочным составом. Труба вводится в камеру, которая закрепляется за оконцеватели в зонах изгиба трубы «А» и «В-С». В качестве источника высокого давления используется насос подачи рабочей жидкости, что обеспечивает синхронность изменения внутреннего и наружного давления. Необходимое понижение величины наружного давления относительно внутреннего обеспечивается одним из известных в гидравлике методов. Отсутствие расхода смазочной среды камеры высокого давления исключает поступление рабочей жидкости из системы циркуляции рабочего раствора в КВД. Разделитель сред 7 обеспечивает исключение контакта рабочей жидкости и смазочного состава КВД.

ВЫВОДЫ:

1. Реализация на колтюбинговых агрегатах технического решения по созданию наружного давления на участках разгиба-изгиба гибкой трубы обеспечивает повышение стойкости труб, кратное знакопеременному упругопластическому изгибу при повышенных давлениях и, соответственно, увеличение срока их службы.
2. Применение на практике описанного способа повышения стойкости труб обеспечивает экономическую целесообразность использования колтюбинговых труб при давлениях 25,0 МПа и более.

ЛИТЕРАТУРА

1. Длинномерные сварные трубы из стали 10ГМФ: Производственно-практическое издание. – Челябинск: Издательство ЦНТИ, 2003. – ISBN5-94218-021-0.
2. Нефть и ГАЗ–Евразия. – 2002. – № 5. – С. 23.
3. Quality Tubing/ A Varco Company TECHNICAL CATALOG – Mar. 1. – 2001.
4. Патент РФ № 2149254 от 13.07.1999 г.

$$R' = r / (T/E \pm r/R), (1)$$

where

R' – radius of tubing axle after springing back;

r – tubing radius;

R – bending radius before springing back;

T, E – yield strength and absolute value of elasticity of tubing material. Symbol (+) is used for unbending, (-) for additional bending.

A location of high pressure chamber with bending rollers on section because of adjacency to reel surface (fig. 2) poses a challenge. To locate high pressure chamber the tubing is being forced aside from a reel die to elastic unbending that provides necessary distance for chamber between tubing and tubing layers spooled on the reel. The tubing radius calculation after elastic unbending

uses equation (1).

Other options of high pressure chamber are also possible, for example as a flexible unit, as a high pressure reinforced hose (fig. 4).

The reinforced high pressure surface 1 of a flexible hose is designed for necessary pressure. End fittings 2, 3 are equipped with sealing elements and high pressure fitting 4. Internal hole of flexible hose is equipped with wearproof elements 5, and to exclude tubing scuffing is filled with lubricating agent. Tubing is inserted into the chamber, which is being fixed with fittings in the sections of tube bending “A” and “B-C”. As a source of high pressure a working fluid feeding pump is used, this synchronizes alterations of internal and external pressure. The necessary reduction of external pressure relating internal is provided by one of known hydraulic methods. The fact that lubricating fluid of high pressure chamber is not consumed excludes entry of working fluid from working fluid circulation system to high pressure chamber. Environment separator 7 prevents contact of working fluid with lubricating agent of high pressure chamber.

RESUME:

1. Implementation of technical decision on building up an external pressure along bending/unbending sections of coiled tubing provides multiple increase of tubing resistance to elastoplastic alternating bending at increased pressure, and consequently increase in their life time.
2. Practical implementation of this way to increase tubing resistance provides economic expediency of coiled tubing use at pressure 25.0 MPa and above (higher).

USED MATERIALS:

1. Long-length welded tubing from steel 10ГМФ: Production-practical edition. Cheliabinsk: 2003, Publishing house CNTI. – ISBN5-94218-021-0.
2. Oil and Gas Eurasia. – Issue No.5. – 2002. – p.23.
3. Quality Tubing/ A Varco Company TECHNICAL CATALOG. – Mar. 1. – 2001.
4. Patent of Russian Federation No. 2149254 from 13.07.1999.



ПЕРСПЕКТИВНЫЙ СПОСОБ СЕЛЕКТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

НА ПЗП С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГА НА УНГКМ

**А.З. Шакиев, Д.Н. Хадиев,
Р.Р. Сахабутдинов, А.А. Ахметов**
(Управление интенсификации и ремонта
скважин ООО «Уренгойгазпром»)

**A.Z. Shakiev, D.N. Chadiev,
R.R. Sakhabudinov, A.A. Akhmetov**
(Administration for stimulation
and well service (UIRS), Urengoi gasprom)

A PROSPECTIVE WAY OF SELECTIVE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE TREATMENT WITH COILED TUBING ON URENGOI OIL-GAS CONDENSATE FIELD (UNGKM)

Одним из наиболее эффективных способов поддержания объемов добычи углеводородного сырья на УНГКМ, находящемся на заключительной стадии разработки, является интенсификация и капитальный ремонт скважин.

В условиях аномально низких пластовых давлений ($Ka=0,35-0,4$) остро стоит проблема освоения и интенсификации скважин после капитального ремонта. Поэтому для повышения эффективности работ в условиях падающей добычи требуется дальнейшее совершенствование технологических схем химических обработок и поиск новых, нетрадиционных методов воздействия на продуктивный пласт.

One of the most efficient ways to maintain hydrocarbon production on UNGKM on a last stage of its development is well stimulation and workover.

Under conditions of anomalously low formation pressures ($Ka=0,35-0,4$) there is a problem of development and stimulation after well workover. In order to increase servicing efficiency in terms of production decrease a further evolvement of technological ways of chemical treatments and search for new non conventional ways of productive formation treatment is necessary.

We should mention that considering decrease of reservoir

energy there is an increase in time for well development after servicing and returning well into normal operating mode (well development time – 3 days, actually at least 10 days). The main reasons of time increase necessary for returning well to normal operating mode are:

- a further energy decrease of productive bed during its development;
- deterioration of well bottomhole zone due to colmatage with killing fluids under conditions of hydrostatic overpressure over formation pressure in 2-3,5 times.

The dynamics of average duration of completion and returning to operating mode gas-condensate wells from 1998 to 2003 is given on a chart (fig 1) [1].

On condition that it is impossible to blow-out wells with high pressure gas in Senomanian pads, they have to stimulate well in two or three stages:

- steady decrease of density of killing fluid;
- decrease well fluid level by gas pumping;
- gas pumping by means of ejector with solutions of surface-active materials or condensate.

That is why well completion by conventional way takes longer

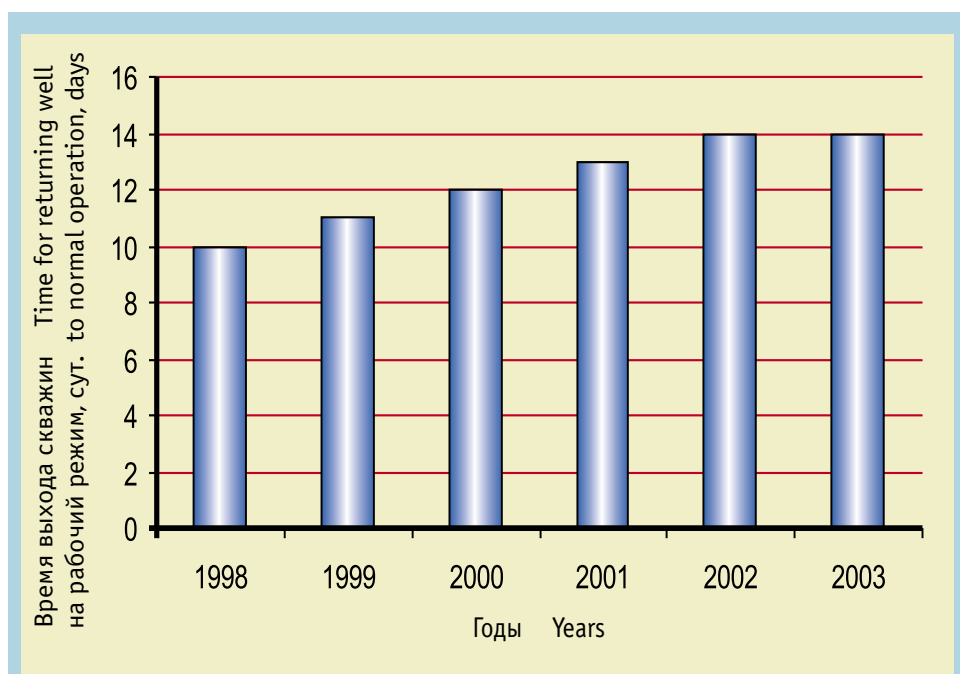


Рис. 1. Динамика вывода скважин на рабочий режим
Fig. 1. The dynamics of returning a well to normal operating mode

Следует отметить, что с учетом снижения пластовой энергии увеличилось время, приходящееся на освоение скважин после ремонта и выход на рабочий режим (время освоения по нормам – 3 суток, фактически – не менее 10 суток). Основными причинами увеличения времени восстановления

рабочих параметров являются:

- дальнейшее снижение энергии продуктивных пластов в процессе их разработки;
- ухудшение состояния призабойной зоны пласта (ПЗП) скважин из-за кольматации ее жидкостями глушения в условиях превышения гидростатического давления над пластовым в 2–3,5 раза.

Динамика средней продолжительности освоения и вывода газовых и газоконденсатных скважин на рабочий режим за период с 1998 по 2003 г.

приведена на диаграмме (рис. 1) [1].

В условиях отсутствия на сеноманских кустах возможности продувки скважины газом высокого давления вызов притока приходится выполнять в два или три этапа:

- последовательное снижение плотности задавочной жидкости;
- снижение уровня жидкости в скважине подачей газа;
- подача газа через эжектор совместно с растворами ПАВ или конденсатом.

Поэтому освоение скважины традиционным способом занимает довольно значительное время. Для снижения затрат времени и количества используемых материалов при освоении скважин разработана технология освоения с использованием кольтюбинговой установки. Применение гибкой трубы при этом позволяет выполнить данную операцию в один этап, то есть произвести последовательное снижение уровня жидкости ступенчатым допуском БДТ при одновременном снижении плотности жидкости глушения путем подачи газа совместно с растворами ПАВ.

Перспективным направлением для интенсификации притока является применение кольтюбинговых установок с целью проведения направленных кислотных обработок (рис. 2). Преимуществом данной технологии является доставка кислоты непосредственно в определенный интервал, который может составлять от нескольких десятков до сотен метров, что позволит значительно повысить эффективность обработки ПЗП за счет селективного воздействия на пропластки горной породы и последующего выноса продуктов реакции при отработке скважины на факел.

Технология обработки ПЗП с помощью кольтюбинга состоит в следующем. После спуска БДТ до нижних перфорационных отверстий скважина в интервале от забоя до «башмака» БДТ заполняется инертной к кислоте буферной жидкостью. После этого перфорированный интервал обрабатывается кислотой, проходящей через гидромониторные насадки с высокой скоростью при одновременном подъеме БДТ и заполнении данного участка скважины кислотным раствором. После обработки скважины с помощью насадки ведется продавка кислотного раствора в пласт подачей газа со скважины-донора или при помощи газобустерной установки. По истечении необходимого времени для реакции кислоты производится освоение скважины с целью удаления продуктов реакции.

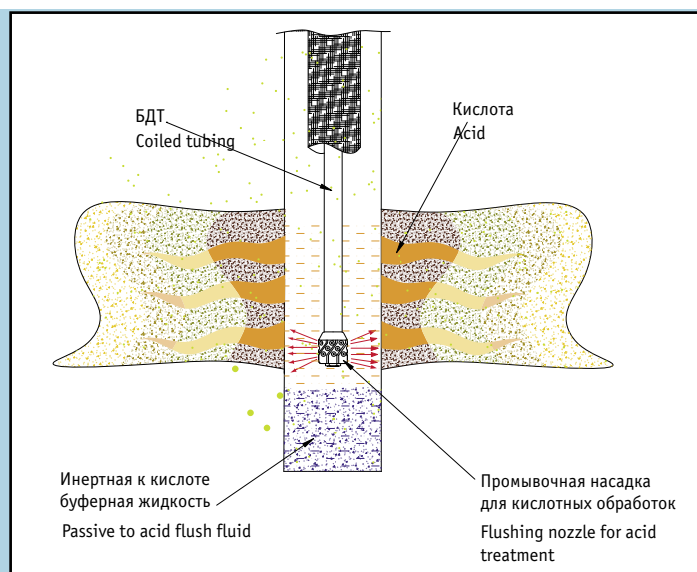


Рис. 2. Воздействие на ПЗП с применением кольтюбинга
Fig. 2. Coiled tubing treatment of bottomhole formation zone

time. In order to reduce time and material expenditure there was an approach developed using coiled tubing unit.

The use of coiled tubing allows to accomplish the job by one stage, that is to conduct water decrease with graded access of coiled tubing at a simultaneous deduction of killing fluid density by means of gas pumping with surface active solutions.

The prospective approach of stimulation is coiled tubing unit use for the purpose of directional (purposeful) acid treatments (fig. 2). The advantage of this approach is a delivery of acid directly to a defined interval, which could be of tens of hundreds of meters, what allows a significant increase in efficiency of bottomhole zone treatments due to selective treatment of rock

interlayers and further carrying of reaction products of well treatment to a flare.

The technology of bottomhole zone treatment with coiled tubing units is as follows: After running in coiled tubing to lower perforations, the well from bottomhole to packer is being filled with passive to acid flush fluid. After this the perforated interval is treated with acid from nozzles with high speed at a simultaneous pulling out of hole and filling the interval with acid solution. After the well has been treated with nozzle the acid solution is being flushed to formation with gas pumping from donor well or by means of gas-booster unit. At the end of a certain period of time for acid treatment, the well is being developed in order to eliminate reaction products.

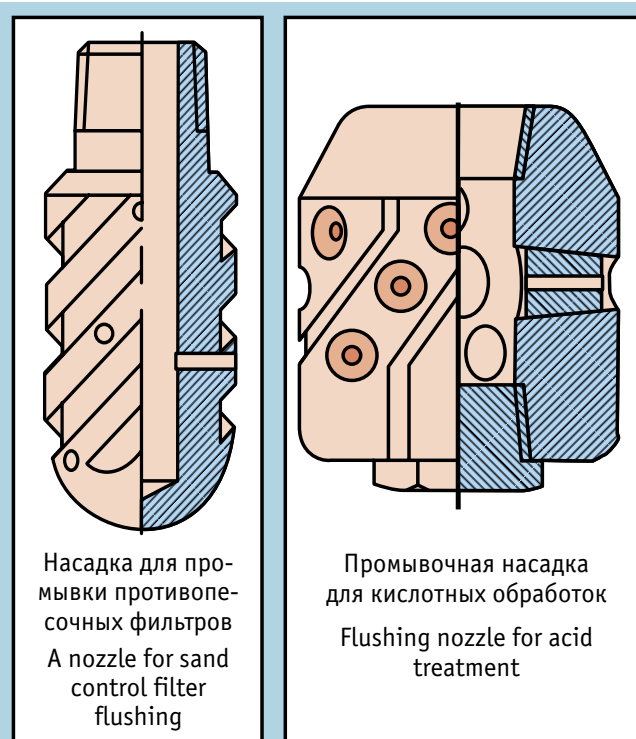
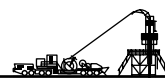


Рис. 3. Насадки для кислотных обработок и промывки противопесочных фильтров
Fig. 3. Nozzles for acid treatment and sand control filter flushing



Специалистами УИРС разработаны устройства, оснащенные боковыми гидромониторными насадками для проведения химической обработки ПЗП и промывки фильтров, ограничивающие вынос механических примесей (рис. 3). Эффективность обработки при применении таких насадок значительно возрастает за счет энергии гидромониторной струи рабочей жидкости [2, 3].

В настоящее время в связи с возрастающим темпом выноса пластового песка, а также с целью предупреждения данного явления (Песцовая площадь ООО «Уренгойгазпром») многие газовые скважины оборудованы гравийными противопесочными фильтрами, предотвращающими вынос механических примесей из ПЗП [4]. В процессе работы этих скважин происходит частичная кольматация гравийной набивки фильтра. Применение специальной насадки, спускаемой на БДТ, и предложенного УИРС способа декольматации противопесочных фильтров позволяет максимально эффективно выполнить данную операцию с наименьшими затратами на ремонт скважины.

В 2003 г. управлением с помощью колтюбинговых установок была произведена интенсификация притока в двух нефтяных скважинах – № 6327 и 6803 с использованием эффекта гидроимпульсного воздействия на ПЗП.

Динамика дебита обеих скважин показана на рис. 4. В результате применения данной технологии за счет дополнительной добычи был получен экономический эффект в сумме более 7 млн руб.

В перспективе необходимость применения колтюбинговых установок для очистки зоны перфорации и освоения скважин УНГКМ будет возрастать в связи с падением пластового давления и снижением добычных возможностей скважин, загрязнением ПЗП в процессе эксплуатации.

Таким образом, селективное воздействие на призабойную зону с применением колтюбинга позволит:

- сократить время и материальные затраты, необходимые для освоения и вывода скважин на рабочий режим для запуска в промысловый коллектор;
- исключить воздействие кислот и химических реагентов на устьевую обвязку скважины и на лифтовую колонну НКТ;
- при отсутствии высоконапорного газа максимально сократить время выхода скважин на рабочий режим при использовании колтюбинга в сочетании с газобустерной установкой, хорошо зарекомендовавшей себя в процессе испытаний на УНГКМ в период с 2001 по 2004 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Годовые пояснительные записки УИРС ООО «УГП» за 1998–2003 гг.
2. Патент № 37144 РФ, (51) 7E21B37/08. Устройство для очистки скважинного фильтра / Маринин В.И., Ахметов А.А., Москвичев В.Н. и др. – Бюллетень № 10, 2004.
3. Хадиев Д.Н., Тяпко Г.В., Кузьменко Д.В., Ахметов А.А. Технические разработки устройств и приспособлений для ремонта скважин с колтюбинговых установок. – М.: «Недра – Бизнесцентр», 2003. – 351 с.: ил.
4. Патент № 2146759 РФ, (51) 7E21B43/04. Способ создания скважинного гравийного фильтра / Ланчаков Г.А., Ахметов А.А., Жуковский К.А. и др. – Бюллетень № 8, 2000.

Specialists of UIRS have developed tools equipped with side ports for chemical treatment of bottomhole zone and filter flushing reducing recovery of mechanical particles (fig 3). The efficiency of treatment with the use of the nozzles increases significantly due to energy of fluid flow [2, 3].

Today, in connection with increase of sand recovery, and also for the purpose of its prevention (Pestsov field of Urengoi-gazprom), many gas wells are equipped with gravel sand control filters, preventing mechanical admixtures recovery from bottomhole zone [4]. During operation of the wells a partial colmatage of gravel filter pack occurs. The use of a special tubing deployed nozzle and offered by UIRS way of decolmatage of sand control filters allows to perform the job in an efficient way with lowest possible costs for well servicing.

In 2003 the administration stimulated two oil wells No.6327 and 3803 with CT units using pulse treatment of bottomhole zone.

The dynamics of recovery of both wells is presented on fig.4. As a result of use of the technology there was economic benefit of more than 7 mln rubles due to additional recovery.

In the long view the demand for coiled tubing use for perforating interval cleaning and development of UNGKM wells will grow due to decrease in formation pressure, production decrease, bottomhole pollution in well operation.

Thus, selective treatment of bottomhole zone with coiled tubing allows:

- to reduce time and money expenditures on completion and returning wells into operation in order to be included to field gathering main pipeline;
- to eliminate the acid and chemicals effect on Christmas tree and tubing;
- should there be no high pressure gas, to reduce time necessary for return to normal operating more using coiled tubing with booster unit, that showed proven good results in UNGKM from 2001 too 2004.

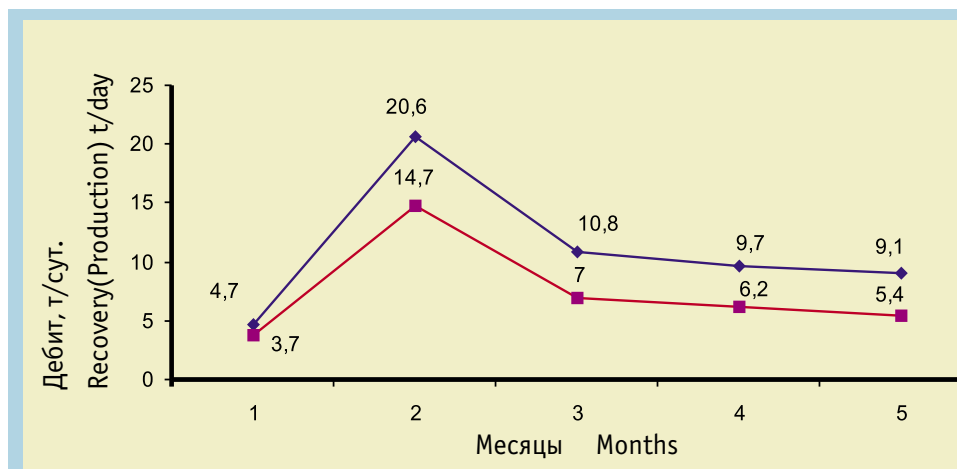


Fig. 4. The dynamics of oil wells recovery as a result of pulse treatment
Рис. 4. Динамика дебита нефтяных скважин в результате гидроимпульсного воздействия

MATERIALS

1. Annual explanatory notes of UIRS “UGP” for 1998–2003.
2. Patent No.37144 RF, (51) 7E21B37/08. A device for well filter cleaning / Marinin V.I., Akhmetov A.A., Moscvichev V.N. and others. – Bulletin No.10, 2004.
3. Khadiev D.N., Tyapko G.V., Kuzmenko D.V., Akhmetov A. A. Thechnical developoment of tools and devices for well servicing with coiled tubing units. M.: NedraBusinesscenter, 2203. –351 p.
4. Patent No.2146759 RF, (51) 7E21B43/04. The way of well gravel fiter creation / Lanchakov G.A., Akhmetov A.A., Zhukovsky K.A. and others. –Bulletin No.8, 2000.

КОМПЛЕКСНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ С ТРАДИЦИОННЫМИ СПОСОБАМИ РЕМОНТА СКВАЖИН

**Р.Р. Сахабутдинов, А.А. Ахметов,
Д.Н. Хадиев**
(УИРС филиал ООО «Уренгойгазпром»)

**R.R. Sakhabutdinov, A.A. Akhmetov,
D.N. Khadiev**
(Administration for well servicing and stimulation (UIRS), Urengoigazprom)

COMBINED USE OF COILED TUBING WITH CONVENTIONAL TECHNOLOGIES OF WELL SERVICING

В последние годы значительно возросла действующая роль организаций, занимающихся капитальным и текущим ремонтом скважин, в поддержании объемов добычи углеводородного сырья на нефтяных и газовых месторождениях. Особенно это касается предприятий, которые ведут работы на месторождениях, находящихся на заключительной стадии разработки, когда эксплуатация скважин осложняется рядом причин, связанных с падением пластового давления, разрушением продуктивных пластов и обводнением скважин из-за подъема уровня ГВК и т.д.

Успешность ремонта скважин в этот период во многом зависит от эффективности применяемых технологий. Мировой и отечественный опыт показал, что наиболее эффективным является применение для этих целей установок с гибкой трубой.

Их внедрение на Уренгойском месторождении началось в 1999 г. с опытной кольтюбинговой установки РАНТ 10.01 и продолжилось с установками типа М-10 и М-20. Одновременно начался поиск новых технологий использования кольтюбинга, подборка рецептур технологических жидкостей, разработка подземного оборудования и специнструмента.

Всего за это время произведен ремонт более 600 скважин различного назначения и выполнено более 1000 технологических операций, таких как промывка песчаных пробок разными способами, изоляция притока пластовой воды закачкой тампонажных и полимертампонажных материалов, закрепление ПЗП, освоение скважин, интенсификация притока, проведение аварийно-восстановительных работ, ремонт поглощающих скважин и т.д.; имеется опыт ликвидации аварий с БДТ. При этом работы были проведены практически по всему фонду скважин Уренгойского месторождения, в том числе простаивающему и работающему с ограничением по дебиту из-за выноса песка и пластовой воды. Это позволило стабилизировать бездействующий фонд скважин и обеспечить объемы добычи углеводородного сырья на проектом уровне.

В связи с тем что кольтюбинговая установка не является универсальным средством для решения всех проблем при ремонте скважин, а имеющийся фонд Уренгойского месторождения требует замены подземного оборудования и проведения сложных работ, в настоящее время наблюдается некоторый спад объемов работ с кольтюбингом. Снижение объемов работ также связано с отсутствием специального оборудования для проведения технологических операций с применением гибкой трубы, в том числе: винтовых забойных двигателей, надувных пакеров, съемных пакер-пробок и др. Несмотря на это, для

During last years there is an increase in maintaining hydrocarbon production on oil and gas fields from companies, involved in well workover and servicing. This especially concerns companies operating fields of a last stage of its development, when the well operation is complicated with a number of reasons connected with reduction of formation pressure, destruction of pay zones and well watering due to level rise of gas-water contact and so on.

The success of well servicing on this stage relies to a great extent on efficiency of applied workover technologies. World and domestic experience proved that the most efficient way is to use coiled tubing units.

The introduction of these units on Urengoi field started in 1999 with a prototype RANT10.01 and continued with units M-10 and M-20. At the same time there was initiated a search for new technologies of coiled tubing use, choice of compounds for technological fluids, development of downhole equipment and special tools.

During this period there were performed over 600 well servicing jobs for different purpose and over 1000 technological jobs, such as different ways of sand plugs flushing, water isolation (isolation of reservoir water by pumping of plugging and polymer plugging materials), fixation of bottomhole formation zone, well development and well stimulation, emergency-recovery jobs, servicing of absorbing wells and so on, they also have experience of coiled tubing accident elimination. The jobs were conducted almost on all the wells of Urengoi field, as well as on non-operating wells and wells with restricted production due to sand recovery and formation water. This allowed to stabilize the inactive well stock and provide hydrocarbon production in accordance with projected figures.

As the coiled tubing is not a universal way to solve all the issues of well workover, and well stock of Urengoi field requires replacement of downhole equipment and fulfillment of complicated jobs, today there is a slight recession in coiled tubing jobs. The shrinkage of job volumes is also connected with absence of necessary tools for coiled tubing operations, as well as downhole motors, inflatable packers, retrievable packers and others. Despite all this, in order to reduce costs of well workover and down-time of efficient equipment there is activity aimed at search of new fields of application of coiled tubing equipment with hoisting equipment.



снижения себестоимости ремонта скважин и уменьшения времени простоя высокоэффективной техники ведется поиск и расширение области применения колтюбинговой техники при совместных работах с подъемными установками.

В течение последних лет УИРС ООО «Уренгойгазпром» ведет работы с ведущими предприятиями России по разработке малогабаритного подземного оборудования для работы с гибкой трубой. В настоящее время по разработанному специалистами ООО «УГП» техническому заданию ВНИИБТ выпускает винтовые забойные двигатели Д-55 с высоким крутящим моментом и возможностью секционирования рабочих пар. Такие предприятия, как НПО «Бурение» (г. Краснодар), НПП «Буринтех» (г. Уфа), наладили выпуск значительного ассортимента спецоборудования для гибких труб (соединители, обратные клапаны, разъединители, центраторы, промывочные насадки, труборезы и т.д.). Это оборудование было испытано при ремонте скважин и показало свою работоспособность.

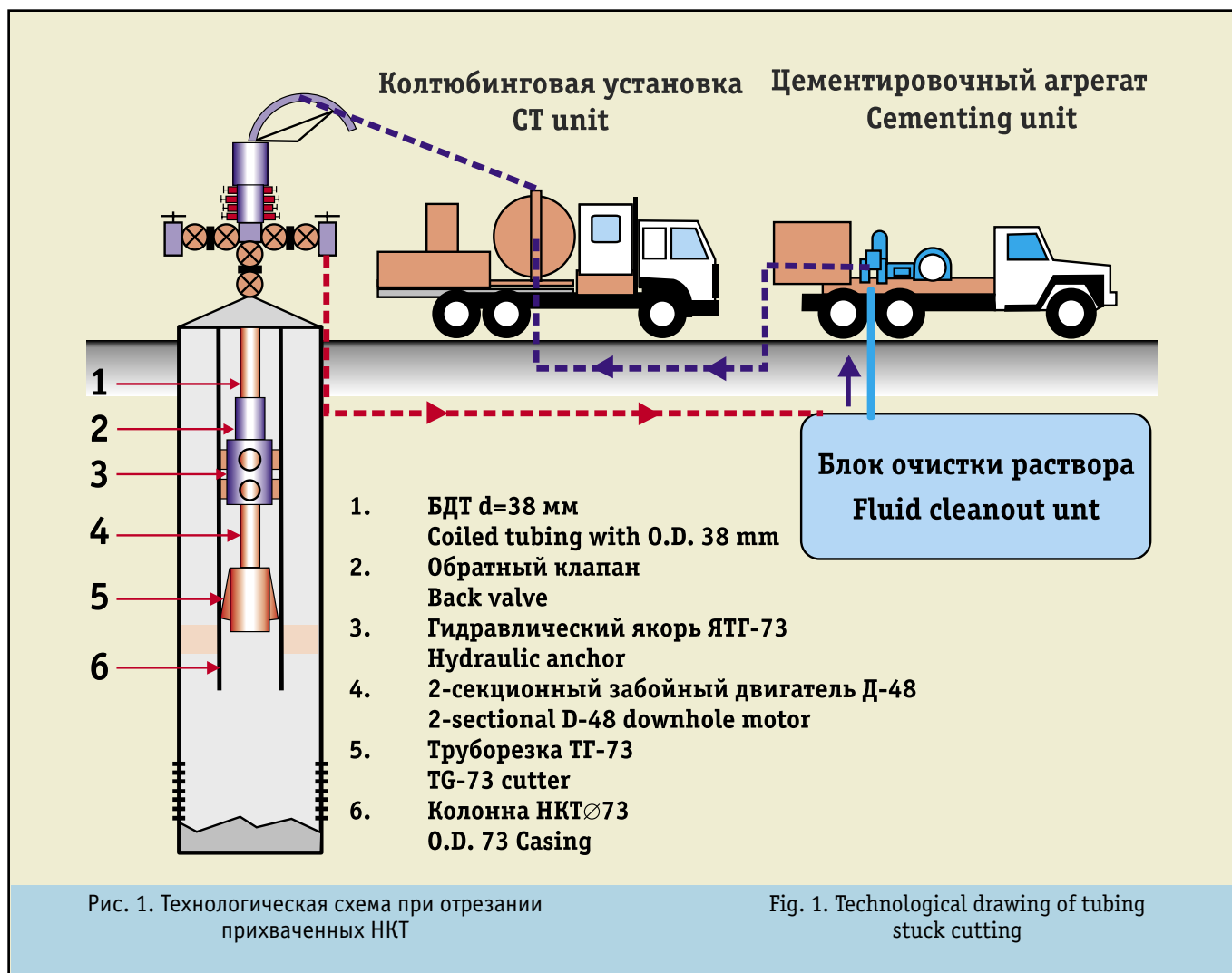
Так, например, в скважине № 5364 успешно проведены работы по отрезанию прихваченных цементом НКТ $d=73$ мм на глубине 2460 м, что позволило ускорить дальнейшие работы. Компоновка для отрезания включала следующее оборудование: труборезка ТГ-73; ВЗД-Д48 (2 секции); якорь ЯГ-73; гидравлический разъединитель РГ-54; обратный клапан; соединительное устройство. Общая длина компоновки составила 4,85 м. Отрезание НКТ произведено за 8 минут работы забойного двигателя. Технологическая схема операции приведена на рис. 1.

Для сокращения сроков ремонта газоконденсатных скважин с неизвлекаемыми с помощью повышенных динамических нагрузок пакерами типа ПД-ЯГ и ППГ разработана технология,

During five last years Urengoigazprom works with leading companies of Russia on development of small-sized downhole equipment for operation with coiled tubing. Today, in accordance with requirements specification developed by UGP specialists VNIIBT manufactures downhole high-torque motors D-55 with capability of operating steams compartmentation. Such companies as Burenie (Krasnodar), Burinteh (Ufa) launched manufacturing of wide range of special tools for coiled tubing (connectors, back valves, disconnects, centering tools, flushing nozzles, tubing cutters and so on). This equipment has been tested in well servicing and proved its operating capabilities.

For example in well No.5364 there have successfully been accomplished cutting of tubing stuck in cement, O.D. 73 mm, depth 2460 meters, that allowed to perform further operations faster. The assembly for cutting comprised the following equipment: tubing cutter TG-73, VZD-D48 (2 sections), anchor YG-73, hydraulic disconnect RG-54, back valve and connector. Total length of the assembly is 4.85 m. Tubing cutting had been performed in 8 minutes of downhole motor operation. The technological drawing of operation is presented on fig.1.

In order to reduce time of gas-condensate wells servicing with non-retrievable and retrievable with increased dynamic loads packers of PD-YG and PPG type, there has been developed a technology, that is cutting tubing above packer, and its retrieval with a following trip of washover assembly for packer drilling out. The job of tubing O.D. – 102 mm cutting over packer 2PD-YG had been done on a well No.8318, 1276 UNGKM with a use of following assembly: tubing cutter TG-89, D-48 (2 sections)



закрывающаяся в отрезании НКТ над пакером и их извлечении с последующим спуском обурочной компоновки для разфрезерования пакера. Работа по отрезанию НКТ d=102 мм над пакером 2ПД-ЯГ проведена на скважинах № 8318, 1276 УНГКМ с использованием следующей компоновки: труборезка ТГ-89; Д-48 (2 секции); ЯГ-102; разъединитель ЯГ-54; обратный клапан; соединительное устройство; гибкая труба. На рис. 2 показана расстановка оборудования и спецтехники при комплексном использовании подъемных и колтюбинговых установок.

Следующим витком развития в данном направлении было проведение таких технологических операций, как:

- 1) закачка тампонирующих материалов и водоизолирующих составов;
- 2) кислотные обработки и закачки гидрофобизаторов;
- 3) освоение скважин в условиях АНПД.

С получением установок нагнетания газа УНГ-8/15 производства ОАО «Борец» (г. Москва) существенно повысилась эффективность работ по освоению и интенсификации скважин, а также появилась возможность промывки поглощающих скважин.

С использованием установок тяжелой серии типа М-20 (длина трубы 3600 м, d=38 мм) были успешно проведены работы по промывке горизонтального ствола в 2-х нефтяных скважинах. В последнее время внедряется технология направленных кислотных обработок в газоконденсатных скважинах с использованием гидромониторных насадок с боковыми промывочными отверстиями.

Кроме того, планируется дальнейшее расширение работ, выполняемых в комплексе с подъемными установками. При этом предусматривается следующее разделение работ:

- извлечение комплекса подземного оборудования, спуск лифтовой колонны производить традиционными способами;
- очистку НКТ, удаление песчаных пробок, глушение скважин, ремонтно-изоляционные работы, освоение, обработку ПЗП проводить с применением колтюбинговых установок, и т.д.

Это позволит значительно снизить продолжительность работ и себестоимость ремонта скважин.

В связи с этим наиболее перспективными направлениями являются:

- разработка и выпуск отечественными производителями систем надувных пакеров и пакер-пробок для технологических операций по изоляционным работам и интенсификации притока;
- повышение тяговой мощности установок с одновременным увеличением диаметра гибких труб с 38 до 60 мм;
- создание комплексных установок для ремонта скважин, совмещающих в себе и колтюбинг, и подъемный агрегат.

YG-102, disconnect YG-54, back valve, connector, coiled tubing. Fig 2 shows equipment layout for a complex use of hoisting and coiled tubing units.

The next stage in development on this field was fulfillment of such jobs as:

- 1) pumping of bridging materials and waterproofing sealant;
- 2) acid treatment and pumping of wetting agents;
- 3) well development under conditions of abnormally low formation pressure.

As soon as gas pumping units UNG-8/15, manufactured by Borets, Moscow, were obtained, the efficiency of jobs, aimed at development and well stimulation, significantly increased and also there appeared an opportunity to flush absorbing wells.

Using heavy series equipment M-20 (tubing length 3600 meters, O.D. 38 mm) there have successfully been accomplished jobs for flushing of horizontal bore in 2 oil wells. Last time a technology of directional acid treatment in gas-condensate wells with the use of flushing nozzles with side ports is introduced.

Besides, a further widening of job scope being fulfilled with hoisting equipment has been scheduled. For this purpose they provide for the following job distribution:

- retrieval of downhole tool system, deployment of tubing by conventional means
- tubing cleaning, sand plug removal, well killing, servicing-isolation activities, development, bottomhole zone treatment with coiled tubing units and others.

This allows the reduce job duration and cost of well servicing.

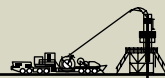
The most prospective trends are:

- development and manufacturing of inflatable packers and packers for isolation and well stimulation jobs;
- increase of unit pulling capacity with tubing size increase from 38 mm to 60 mm.
- development of system units for well servicing, that would comprise coiled tubing and hoisting equipment.



Рис. 2. Схема расстановки оборудования при проведении работ по отрезанию прихваченных НКТ: а) скважина № 8318, б) скважина № 1276

Fig. 2. The layout of the equipment of tubing stuck cutting execution: a) well #8318; b) well#1276



ПРОРЫВ В ОБЛАСТИ БУРЕНИЯ С ОТРИЦАТЕЛЬНЫМ ПЕРЕПАДОМ ДАВЛЕНИЯ

Кейт Дели,
инженер-консультант по бурению,
AnTech Ltd.

Kate Daly,
a Consultant Drilling Engineer
for AnTech Ltd.

THE UNDERBALANCED DRILLING BREAKTHROUGH

(Продолжение, начало в № 8, 2004 г.)

В первой статье под названием «Что представляет собой колтюбинговое бурение и почему мы должны его использовать?» описывалось применение непрерывной трубы при бурении вертикальных или наклонных стволов из участков коллектора для случая традиционного бурения с отрицательным перепадом давления. При этом подбирается плотность бурового раствора, для того чтобы уравновесить пластовое давление и малый запас прочности с целью сохранения скважинных углеводородов на месте.

В данной статье будет рассмотрена тема бурения с использованием бурового раствора с меньшей плотностью, чем пластовое давление, с целью добычи углеводородов в процессе бурения. Такой тип бурения с отрицательным перепадом давления возможен при осуществлении контроля над прилегаемым давлением в скважине, где используется компьютерное моделирование и колтюбинговая техника. Процесс представляет собой реальное достижение в этой области.

БЫСТРЫЙ И ЭФФЕКТИВНЫЙ ПОДХОД К УВЕЛИЧЕНИЮ ДОБЫЧИ

Бурение с отрицательным перепадом давления потенциально является быстрым и эффективным подходом для увеличения добычи на частично выработанных нефтяных месторождениях.

Оно предлагает следующие преимущества:

- Скорость проходки при бурении должна быть гораздо выше, чем при традиционном бурении, так как нет перепада давления, препятствующего бурению.
- Отпадают некоторые проблемы, возникающие при бурении, особенно поглощение бурового раствора, дифференциальный прихват.
- Не возникают/уменьшаются повреждения пласта, вызываемые твердыми частицами, содержащимися в буровом растворе (в ходе традиционного бурения они попадают в пласт с постоянным давлением, возникающим из-за границы безопасности при положительном перепаде давления и роста давления в ходе спускоподъемных операций).
- Отсутствует потребность в противодействии повреждению пласта путем интенсификации.
- Постоянно собирается информация о различных пластах коллектора, что снимает потребность в расширенной пробной эксплуатации. Гамма-инструмент КНБК предоставляет дополнительную информацию по пластам.
- Стоимость нефти, добытой в процессе бурения, компенсирует затраты на забуривание бокового ствола.
- Добыча увеличится, когда скважина вернется в фонд действующих.

(Continuation. The beginning is in #8, 2004)

Our first article entitled "Coiled Tubing Drilling: What Is It and Why Should We Use It" described how coiled tubing could be used to drill vertical or directional sidetracks of the reservoir sections of existing wells using conventional overbalanced drilling techniques. In this case, the drilling fluid density is selected to balance the formation pressure with a small safety margin with the objective of keeping the well hydrocarbons in place.

This article will address how to drill using a fluid density less than the formation pressure and allow the well to produce hydrocarbons during the drilling process. This type of underbalanced drilling is possible with the control that is exerted over the pressures in the well making use of computer modelling and coiled tubing techniques. It is a real breakthrough.

A FAST AND EFFICIENT APPROACH TO BOOSTING PRODUCTION

Drilling underbalanced is potentially a fast and efficient approach to boosting production in partially depleted oil fields. It offers the following advantages:

- The rates of penetration when drilling should be very much faster than for normal drilling because there is no overbalance to restrict it.
- It prevents certain drilling problems, notably lost circulation and differential sticking.
- It prevents and/or reduces the formation damage caused by drilling fluid solids. (During conventional drilling they are pushed into the formation by the constant pressure exerted due to the overbalance safety margin and pressure surges during tripping).
- There should be no need to counteract formation damage by stimulation
- Information on the different layers of the reservoir is gathered constantly, which eliminates the requirement for extended production testing. A gamma ray tool from the bottom hole assembly provides additional formation information.
- The value of the oil produced during drilling can be used to offset the cost of the sidetrack.
- Production will be greater when the well is put back on stream.

It has the following limitations:

- It is not suitable for all formations
- The borehole must remain stable at the lower pressures to which is subjected.
- There should be no possibility of water influx.
- The reservoir is completed in open hole. Sand control measures cannot be installed.

Технология имеет следующие ограничения:

- Подходит не для всех пластов.
- Ствол скважины должен оставаться стабильным при создаваемом в нем низком давлении.
- Не должно быть возможности притока воды.
- Скважина закончена необсаженным стволом. Оборудование для борьбы с поступлением песка не может быть установлено.
- Данная методика является новой для персонала нефтяной компании, сервисные компании и регулирующие власти должны проводить тщательное планирование.
- Данная технология потенциально является более опасной, чем традиционное бурение.
- Оборудование требует значительных капитальных затрат.

Ключом к бурению с отрицательным перепадом давления является установление стабильной интенсивности притока и оттока скважины, контролируемой и создающей значительное давление в стволе. Факторами, которые вносят свою лепту в создание давления в стволе, являются: гидростатическое давление, фрикционное давление бурового раствора и противодействие на поверхности. Давления, создаваемые при закачке при стабильной интенсивности, не должны превышать прочность породы коллектора, а также быть в рабочих пределах труб ствола скважины и наземного оборудования. Интенсивность наблюдается и регулируется для сохранения давления в проектных величинах. В экстренных случаях должен быть предусмотрен удобный метод возврата скважины к условиям положительного перепада – или глушения скважины.

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ: ИХ РОЛЬ В ДОСТИЖЕНИИ УСЛОВИЙ ОТРИЦАТЕЛЬНОГО ПЕРЕПАДА

Там, где коллектор истощен, давление пласта будет ниже нормального. Для создания условий отрицательного перепада может использоваться азот, который нагнетается в буровой раствор на водной основе. Это может выполняться на поверхности или, если бурение происходит внутри существующего скважинного оборудования с установленными газлифтными клапанами, может проводиться непосредственно в скважине. Альтернативно могут применяться пенные жидкостные системы.

Для неистощенных коллекторов при нормальном давлении могут применяться буровые растворы с низкой плотностью, например на основе нефти или сырой нефти. Для коллекторов с положительным перепадом давления плотность традиционных растворов, используемых в колтюбинговом бурении с положительным перепадом давления, может быть снижена.

При наличии сероводорода трубы будут подвержены действию более высокой коррозии, чем при бурении с положительным перепадом давления. Должна

- It is a new technique for oil company personnel, service companies and the regulatory authorities making careful planning is essential.
- It is potentially more hazardous than conventional drilling.
- The equipment required demands a substantial capital outlay.

The key to underbalanced drilling is to establish a stable flowrate in and out of the well that is controllable and creates a constant bottom hole pressure. The factors that contribute to this bottom hole pressure are drilling fluid hydrostatic pressure, drilling fluid friction pressure and surface back pressure. The pressures exerted when pumping at the stable flow rate must be no greater than the strength of the reservoir rocks, and within the operating limits of the wellbore tubulars and surface equipment. The flowrate is monitored and adjusted to keep the pressures within the design limits. In case of emergency, there should also be a convenient method of returning the well to an overbalanced condition – or killing the well.

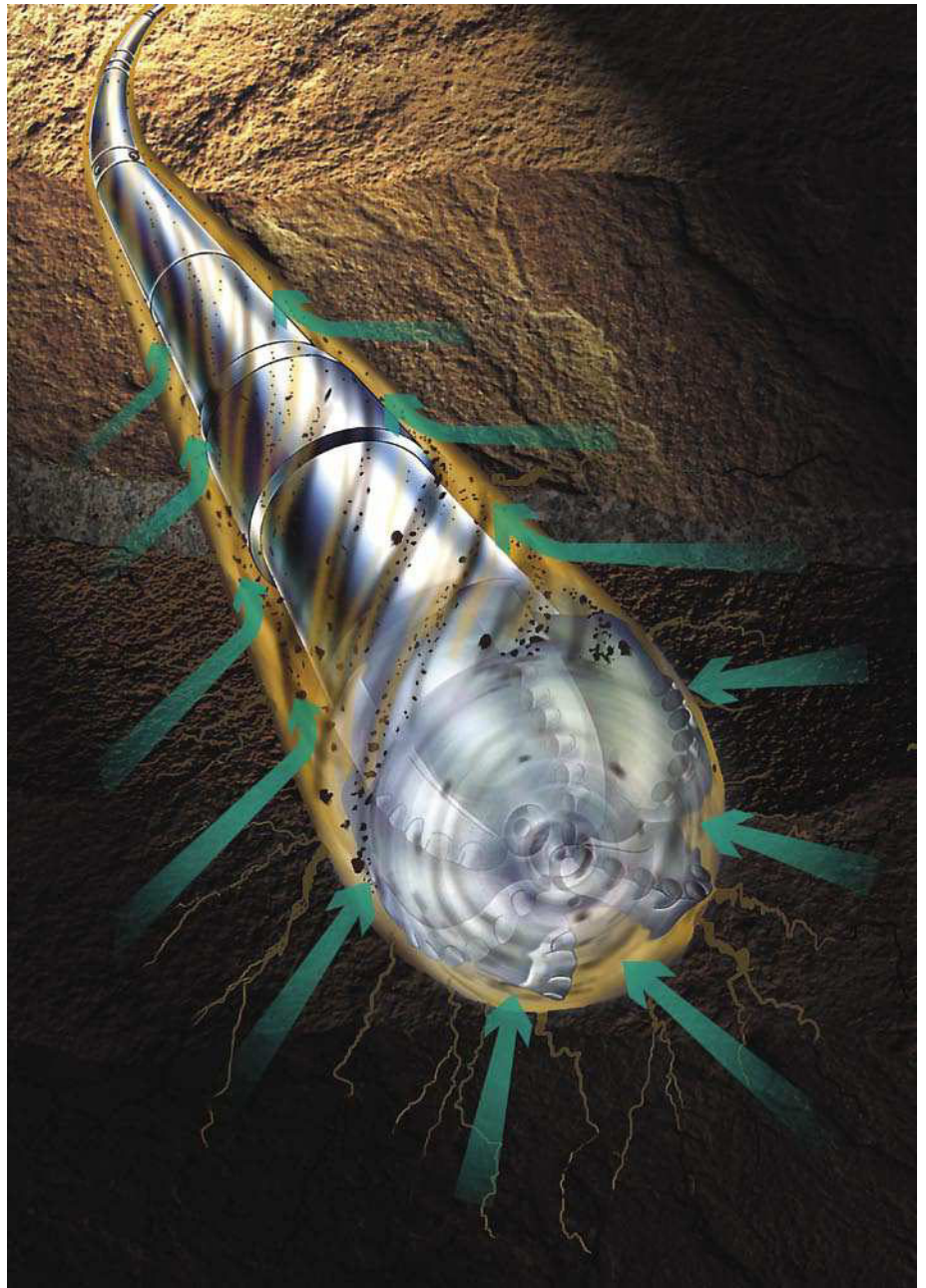
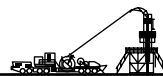


Рис. 1. Течение бурового раствора в стволе скважины при бурении с отрицательным перепадом давления

Fig.1. Showing fluid into the wellbore when underbalanced drilling



использоваться наземная система с закрытым контуром, и необходимо добавить ингибитор коррозии к буровому раствору. Труба должна тщательно наблюдаться на предмет повреждений, материалы с высокой прочностью не должны использоваться.

Когда используемый буровой раствор является газообразным, информация, получаемая от скважинных инструментов, не может быть передана посредством телеметрии через буровой раствор. Необходима специальная непрерывная труба с установленным в ней кабелем; таким образом, могут использоваться кабельные системы.

НАЗЕМНЫЕ СИСТЕМЫ

Буровой раствор вниз по непрерывной трубе и обратный поток раствора подаются через регулируемую заслонку, которая преимущественно находится в полностью открытом положении. Изменение расхода при нагнетании газа/жидкости регулирует интенсивность и забойное давление. Обратный поток, содержащий буровой раствор на основе воды, газ,

DRILLING FLUIDS: THEIR ROLE IN ACHIEVING UNDERBALANCED CONDITIONS

Where the reservoir is depleted, the formation pressure will be below normal. To create underbalanced conditions in this case nitrogen can be injected into a water-based drilling fluid. This can be done on surface or, if drilling is inside an existing completion with gas lift valves installed, it can be done downhole. Alternatively, foam fluid systems can be used.

For undepleted reservoirs at normal pressure, low-density drilling fluids such as oil-based mud or crude oil based systems can be used. For over pressured reservoirs, the density of conventional fluids used for overbalanced coiled tubing drilling can be reduced.

If hydrogen sulphide is present, the tubulars will be subjected to higher concentrations than when drilling overbalanced. A closed surface fluid system should be used, and corrosion inhibitor added to the drilling fluid. The coil should be monitored carefully for damage, and no high strength materials used.

When the drilling fluid in use is gaseous, the information from downhole tools cannot be transmitted by mud pulse telemetry. Special coiled tubing is required with a cable running through it so that a cable-based system can be used.

SURFACE SYSTEMS

The drilling fluid is circulated down the coiled tubing and returns are taken through an adjustable choke that is generally fully opened. Adjusting the gas/liquid injection rates controls the flow rate and bottom hole pressure. The returns, - containing water-based drilling fluid, gas, oil and cuttings - are then routed through an atmospheric degasser or series of degassers. The gas is removed and flared. Next, the returns are routed through a series of settling and skimming tanks where the oil is removed and the

cuttings settle out. The drilling fluid is then flowed back to the active tank, and re-used.

Surface systems can be pressurized in order to handle potentially dangerous gases such as hydrogen sulphide, and in environmentally sensitive areas. Returns are taken from the choke through a series of enclosed vessels to separate the gas, oil, water and solids.

WELL CONTROL SAFETY IS KEY

When drilling underbalanced, a constant bottom hole pressure is maintained, which is constantly monitored by sensors in the bottom hole assembly. This pressure controls the rate of influx of oil or gas into the wellbore. The drilling fluid does not, therefore, maintain the primary well control as it does in overbalanced drilling. There should, therefore, always be a means available to kill the well, and to circulate out any formation influx in an emergency.

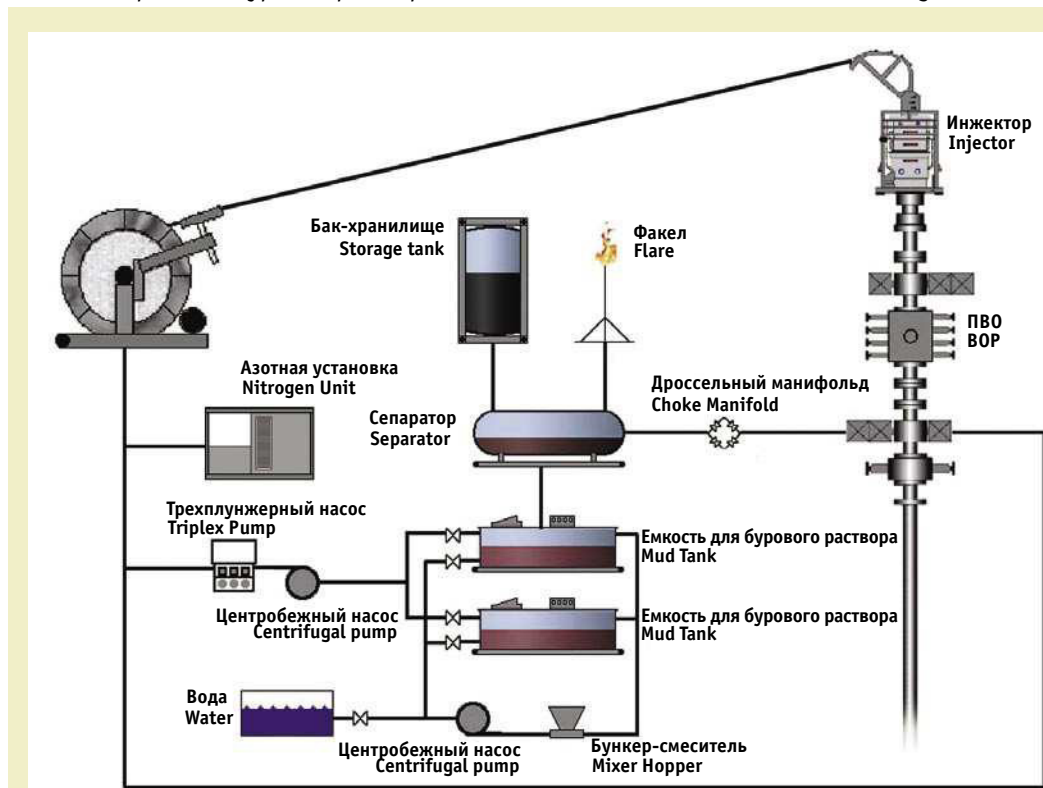


Рис. 2. Наземная система обработки для бурения с отрицательным перепадом давления
Fig. 2. Underbalanced Drilling Surface Processing System

нефть и шлам, проходит через атмосферный дегазатор или серию дегазаторов. Газ удаляется и сжигается. Далее обратный поток проходит через серию отстойных и сепараторных баков, где удаляются нефть и шлам. Затем буровой раствор подается в активный бак и повторно используется.

Наземные системы могут быть герметичными – для работы с потенциально опасными газами, такими как сероводород, и для работы в чувствительных зонах окружающей среды. В этом случае обратный поток идет от заслонки через ряд герметичных сосудов для отделения газа, нефти, воды и твердых частиц.

БЕЗОПАСНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ СКВАЖИНОЙ ЯВЛЯЕТСЯ КЛЮЧЕВЫМ МОМЕНТОМ

При бурении с отрицательным перепадом давления поддерживается постоянное давление на забое, которое наблюдается датчиками КНБК. Это давление регулирует интенсивность

притока нефти или газа в скважину. Таким образом, буровой раствор не выполняет первичные функции управления скважиной, как это происходит при бурении с положительным перепадом давления. Поэтому в наличии должны быть средства для глушения скважины, и в экстренном случае – для вывода любого притока пласта.

Внутрискважинные условия должны контролироваться, чтобы не произошел подземный выброс там, где участки ствола скважины подвергаются более высокому давлению, чем то, которое они способны выдержать.

В ходе установки негибких компонентов, таких как КНБК, инжектор не может быть задействован. Условия отрицательного перепада давления должны поддерживаться, что требует операции спуска.

Глухие/срезные плашки превентора закрываются, и инжектор и лубрикатор демонтируются. Короткие КНБК могут прикрепляться к колтюбинговой трубе в шурфе под однострубку и вытягиваться в лубрикатор до присоединения мотора и долота. С закрытыми глухими/срезными плашками инжектор и лубрикатор повторно устанавливаются на блок противовыбросовых превенторов. Далее выравнивается давление, глухие/срезные плашки открываются и КНБК спускается в скважину. Для длинных КНБК или там, где не может быть достигнута достаточная длина лубрикатора, может оказаться необходимым произвести спуск КНБК поэтапно. Составные системы заканчивания могут устанавливаться в скважине с отрицательным перепадом давления при помощи подобной технологии. Если законченная скважина состоит из колтюбинговой трубы, то проводить операцию спуска гораздо проще.

Длина лубрикатора и, таким образом, высота инжектора над блоком противовыбросовых превенторов определяются длиной КНБК. Короткая КНБК является более безопасной и более удобной для составления и эксплуатации.

ПОДГОТОВКА СКВАЖИНЫ ДЛЯ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА

Для получения полного отчета о строительстве и эксплуатации скважины необходима информация и чертежи с подробными сведениями обо всех трубных соединениях. Для бурения с отрицательным перепадом давления важным является картина изменения во времени коллектора и добычи в целом. Каждая проблема скважины должна быть упомянута: интервалы сужения ствола скважины при бурении, отверстия в обсадной колонне или трубе, любые оставленные в скважине предметы. Должны учитываться следующие аспекты: описание пласта каждого горизонта, который предстоит встретить, включая температуру на забое, характеристики породы по давлению, угол наклона пласта, зоны потери циркуляции, трещины (разломы), прожилки

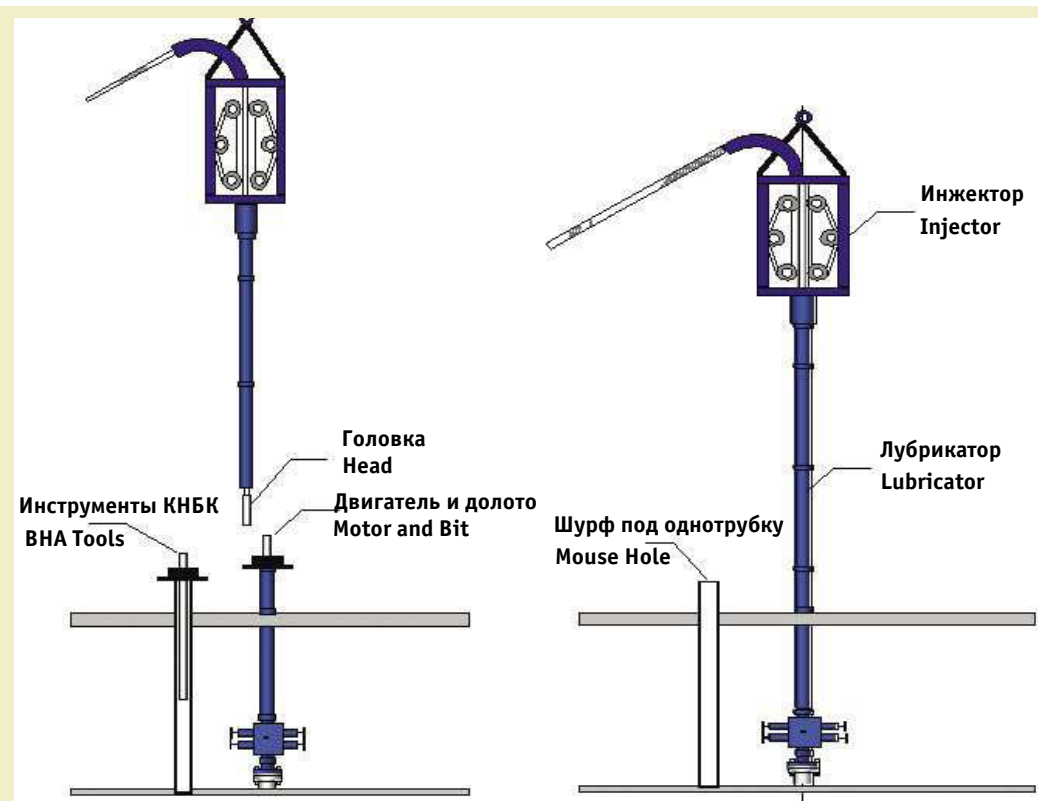


Рис. 3. Спуск КНБК для бурения в скважину под давлением
Fig 3. Deployment of the Drilling BHA into a well under pressure

Downhole conditions must be controlled to ensure that circumstances do not arise where sections of the wellbore are subjected to pressures higher than they can withstand, which could lead to an underground blowout.

DEPLOYING TOOLS INTO THE WELL

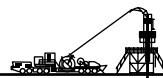
During operations to install inflexible components such as the bottom hole assembly into the well, the injector head cannot be used. The underbalanced condition must be maintained, which calls for a deployment procedure.

The BOP blind/shear rams are closed and the injector and lubricator removed. Short bottom hole assemblies can be made up to the coiled tubing in the mousehole and pulled up into the lubricator before making up to the motor and bit. With the blind/shear rams closed, the injector and lubricator are re-installed onto the BOPs. The pressure is then equalised, the blind/shear rams opened and the bottom hole assembly run into the well. For longer bottom hole assemblies, or where a lubricator of sufficient length cannot be obtained, it may be necessary to deploy the bottom hole assembly in stages. Jointed completions systems can be installed in an underbalanced well in much the same way. If the completion consists of coiled tubing, however, deployment is much simpler.

The length of the lubricator and, therefore, the height of the injector head above the BOP are determined by the length of the bottom hole assembly. A shorter assembly is safer and more convenient to rig up and handle.

PREPARING WELLS FOR SIDETRACKING

The complete well history, information and installation drawings must be sourced with details of all the tubulars. For underbalanced drilling, the reservoir and production history is also essential. Every well problem should be highlighted: tight spots while drilling, as well as any fish or holes in the casing or



с высокой проницаемостью, и информация о смещении. Эта информация может отсутствовать в отношении некоторых скважин, даже если изначально собиралась. Для этого случая лучшим решением является в первую очередь бурение первого ствола при положительном перепаде давления и сбор всей необходимой информации до начала бурения с положительным перепадом давления.

Возможность бурения с отрицательным перепадом давления является величайшим стимулом для развития кольтюбингового бурения. В третьей, заключительной статье будут анализироваться возможности и проблемы, связанные с применением этой новой технологии для увеличения добычи на многих старых нефтяных и газовых месторождениях в России и СНГ.

БУРЕНИЕ С ОТРИЦАТЕЛЬНЫМ ПЕРЕПАДОМ ДАВЛЕНИЯ: ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ

Сводится к минимуму повреждение пласта, особенно при бурении горизонтальных участков там, где желаемый пласт подвергается воздействию буровых растворов в течение длительных промежутков времени. Повреждение продуктивных пород рядом со стволом скважины ограничивает поток углеводородов и снижает экономически целесообразный срок эксплуатации.

Снижаются затраты на заканчивание скважины. Так как бурение с отрицательным перепадом давления приводит к минимальному повреждению ствола скважины и жидкость может циркулировать в процессе бурения, обычно нет необходимости в интенсификации.

Предотвращает поглощение бурового раствора и простой оборудования как результат дифференциального прихвата.

Позволяет проводить изучение коллектора и принять ключевые решения в процессе бурения путем сбора информации на поверхности. Могут быть определены такие геологические особенности, как плотные зоны, разломы гетерогенности коллектора, оптимальная длина горизонтального участка.

Окончание – в следующем номере.

Автор статьи Кейт Дели является инженером-консультантом по бурению в AnTech Ltd. и управляющим Choicedrill Ltd.

AnTech – специализированная компания по проектированию и производству (Exeter, Англия), обслуживающая местную и международную нефтегазовую промышленность. Обладая более чем 20-летним опытом по бурению в России, СНГ и Европе, К. Дели специализируется на всех аспектах проектирования скважины, бурения, восстановления и капитального ремонта. 16 лет работала в качестве инженера по бурению в BP и Shell, затем пришла в MAI Consultants Ltd., компанию, консультирующую по вопросам наземного оборудования. Как специалист по бурению Дели определила возможность восстановления ряда наземных и морских месторождений в крупном исследовании, проведенном по поручению SOCAR, национальной нефтяной компании Азербайджана. В 1999 г. К. Дели основала в Лондоне компанию Choicedrill Ltd., консультирующую по вопросам бурения. Основываясь на своих знаниях в буровой отрасли региона и знании русского языка, она консультировала несколько совместных предприятий в России и СНГ, а также AnTech. Она оказывала услуги по экспертизе BG Group, Shell and Wintershall в Европе и Объединенном королевстве. Имеет степень бакалавра наук в топливно-энергетическом проектировании, полученную в университете Лидса (Англия).



Author Kate Daly is a Consultant Drilling Engineer for AnTech Ltd and Managing Director of Choicedrill Ltd. AnTech is a specialist engineering design and manufacturing company serving the domestic and international upstream oil and gas industries in Exeter, England. With more than 20 years of drilling engineering experience in Russia, the CIS and Europe, Daly specialises in all aspects of well design, drilling, rehabilitation and workover. Following 16 years working as a drilling engineer for BP and Shell, Daly joined MAI Consultants Ltd, a surface facility consultancy. As their drilling specialist, she identified the options for rehabilitating a number of on and offshore fields in a major feasibility study on behalf

of SOCAR, the national oil company of Azerbaijan. In 1999 Daly founded Choicedrill Ltd, a drilling engineering consultancy in London. Drawing upon her knowledge of the local drilling industry and the Russian language, she has advised several joint ventures in Russia and the CIS, as well as AnTech. She has also provided expertise to BG Group, Shell and Wintershall in Europe and the UK. She holds a BSc (Hons) degree in Fuel and Energy Engineering from Leeds University in England.

Email: kate.daly@choicedrill.com

tubing. The following aspects should also be considered: formation descriptions of each horizon to be encountered including bottom hole temperature, pressure rock properties, formation dip angle, lost circulation zones, faults, high permeability streaks and offset data availability. This information may no longer exist for some wells, even if it was gathered initially. If this is the case, it is better to drill the first sidetrack overbalanced and collect all necessary data before attempting to drill underbalanced.

The ability to drill underbalanced is the greatest spur to the development of coiled tubing drilling. In the third and final article, opportunities and problems associated with applying this exciting new technology to boost production from the many old oil and gas fields in Russia and the CIS will be examined.

UBD: ADVANTAGES AND CONCERNS

Formation damage is minimised, particularly when drilling horizontal sections where the target formation is exposed to drilling fluids for long intervals. Damage to the productive rock near the wellbore restricts hydrocarbon flow and reduces economic field life.

Completion costs are reduced. Because UBD results in minimal or no wellbore damage and fluids are allowed to flow during drilling, there is typically no need for stimulation.

It prevents lost circulation and rig downtime as a result of differential sticking.

Allows the reservoir to be investigated and key drilling decisions to be made during drilling by collecting the inflow data at surface. Geological features such as tight zones, fractures reservoir heterogeneity, optimum length of a horizontal wellbore may be assessed.

To be finished in the next issue.



ПРОРЫВ В ОБЛАСТИ БУРЕНИЯ С ОТРИЦАТЕЛЬНЫМ ПЕРЕПАДОМ ДАВЛЕНИЯ

Кейт Дели,
инженер-консультант по бурению,
AnTech Ltd.

Kate Daly,
a Consultant Drilling Engineer
for AnTech Ltd.

THE UNDERBALANCED DRILLING BREAKTHROUGH

(Продолжение, начало в № 8, 2004 г.)

В первой статье под названием «Что представляет собой колтюбинговое бурение и почему мы должны его использовать?» описывалось применение непрерывной трубы при бурении вертикальных или наклонных стволов из участков коллектора для случая традиционного бурения с отрицательным перепадом давления. При этом подбирается плотность бурового раствора, для того чтобы уравновесить пластовое давление и малый запас прочности с целью сохранения скважинных углеводородов на месте.

В данной статье будет рассмотрена тема бурения с использованием бурового раствора с меньшей плотностью, чем пластовое давление, с целью добычи углеводородов в процессе бурения. Такой тип бурения с отрицательным перепадом давления возможен при осуществлении контроля над прилегаемым давлением в скважине, где используется компьютерное моделирование и колтюбинговая техника. Процесс представляет собой реальное достижение в этой области.

БЫСТРЫЙ И ЭФФЕКТИВНЫЙ ПОДХОД К УВЕЛИЧЕНИЮ ДОБЫЧИ

Бурение с отрицательным перепадом давления потенциально является быстрым и эффективным подходом для увеличения добычи на частично выработанных нефтяных месторождениях.

Оно предлагает следующие преимущества:

- Скорость проходки при бурении должна быть гораздо выше, чем при традиционном бурении, так как нет перепада давления, препятствующего бурению.
- Отпадают некоторые проблемы, возникающие при бурении, особенно поглощение бурового раствора, дифференциальный прихват.
- Не возникают/уменьшаются повреждения пласта, вызываемые твердыми частицами, содержащимися в буровом растворе (в ходе традиционного бурения они попадают в пласт с постоянным давлением, возникающим из-за границы безопасности при положительном перепаде давления и роста давления в ходе спускоподъемных операций).
- Отсутствует потребность в противодействии повреждению пласта путем интенсификации.
- Постоянно собирается информация о различных пластах коллектора, что снимает потребность в расширенной пробной эксплуатации. Гамма-инструмент КНБК предоставляет дополнительную информацию по пластам.
- Стоимость нефти, добытой в процессе бурения, компенсирует затраты на забуривание бокового ствола.
- Добыча увеличится, когда скважина вернется в фонд действующих.

(Continuation. The beginning is in #8, 2004)

Our first article entitled "Coiled Tubing Drilling: What Is It and Why Should We Use It" described how coiled tubing could be used to drill vertical or directional sidetracks of the reservoir sections of existing wells using conventional overbalanced drilling techniques. In this case, the drilling fluid density is selected to balance the formation pressure with a small safety margin with the objective of keeping the well hydrocarbons in place.

This article will address how to drill using a fluid density less than the formation pressure and allow the well to produce hydrocarbons during the drilling process. This type of underbalanced drilling is possible with the control that is exerted over the pressures in the well making use of computer modelling and coiled tubing techniques. It is a real breakthrough.

A FAST AND EFFICIENT APPROACH TO BOOSTING PRODUCTION

Drilling underbalanced is potentially a fast and efficient approach to boosting production in partially depleted oil fields. It offers the following advantages:

- The rates of penetration when drilling should be very much faster than for normal drilling because there is no overbalance to restrict it.
- It prevents certain drilling problems, notably lost circulation and differential sticking.
- It prevents and/or reduces the formation damage caused by drilling fluid solids. (During conventional drilling they are pushed into the formation by the constant pressure exerted due to the overbalance safety margin and pressure surges during tripping).
- There should be no need to counteract formation damage by stimulation
- Information on the different layers of the reservoir is gathered constantly, which eliminates the requirement for extended production testing. A gamma ray tool from the bottom hole assembly provides additional formation information.
- The value of the oil produced during drilling can be used to offset the cost of the sidetrack.
- Production will be greater when the well is put back on stream.

It has the following limitations:

- It is not suitable for all formations
- The borehole must remain stable at the lower pressures to which is subjected.
- There should be no possibility of water influx.
- The reservoir is completed in open hole. Sand control measures cannot be installed.

Технология имеет следующие ограничения:

- Подходит не для всех пластов.
- Ствол скважины должен оставаться стабильным при создаваемом в нем низком давлении.
- Не должно быть возможности притока воды.
- Скважина закончена необсаженным стволом. Оборудование для борьбы с поступлением песка не может быть установлено.
- Данная методика является новой для персонала нефтяной компании, сервисные компании и регулирующие власти должны проводить тщательное планирование.
- Данная технология потенциально является более опасной, чем традиционное бурение.
- Оборудование требует значительных капитальных затрат.

Ключом к бурению с отрицательным перепадом давления является установление стабильной интенсивности притока и оттока скважины, контролируемой и создающей значительное давление в стволе. Факторами, которые вносят свою лепту в создание давления в стволе, являются: гидростатическое давление, фрикционное давление бурового раствора и противодействие на поверхности. Давления, создаваемые при закачке при стабильной интенсивности, не должны превышать прочность породы коллектора, а также быть в рабочих пределах труб ствола скважины и наземного оборудования. Интенсивность наблюдается и регулируется для сохранения давления в проектных величинах. В экстренных случаях должен быть предусмотрен удобный метод возврата скважины к условиям положительного перепада – или глушения скважины.

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ: ИХ РОЛЬ В ДОСТИЖЕНИИ УСЛОВИЙ ОТРИЦАТЕЛЬНОГО ПЕРЕПАДА

Там, где коллектор истощен, давление пласта будет ниже нормального. Для создания условий отрицательного перепада может использоваться азот, который нагнетается в буровой раствор на водной основе. Это может выполняться на поверхности или, если бурение происходит внутри существующего скважинного оборудования с установленными газлифтными клапанами, может проводиться непосредственно в скважине. Альтернативно могут применяться пенные жидкостные системы.

Для неистощенных коллекторов при нормальном давлении могут применяться буровые растворы с низкой плотностью, например на основе нефти или сырой нефти. Для коллекторов с положительным перепадом давления плотность традиционных растворов, используемых в колтюбинговом бурении с положительным перепадом давления, может быть снижена.

При наличии сероводорода трубы будут подвержены действию более высокой коррозии, чем при бурении с положительным перепадом давления. Должна

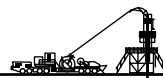
- It is a new technique for oil company personnel, service companies and the regulatory authorities making careful planning is essential.
- It is potentially more hazardous than conventional drilling.
- The equipment required demands a substantial capital outlay.

The key to underbalanced drilling is to establish a stable flowrate in and out of the well that is controllable and creates a constant bottom hole pressure. The factors that contribute to this bottom hole pressure are drilling fluid hydrostatic pressure, drilling fluid friction pressure and surface back pressure. The pressures exerted when pumping at the stable flow rate must be no greater than the strength of the reservoir rocks, and within the operating limits of the wellbore tubulars and surface equipment. The flowrate is monitored and adjusted to keep the pressures within the design limits. In case of emergency, there should also be a convenient method of returning the well to an overbalanced condition – or killing the well.



Рис. 1. Течение бурового раствора в стволе скважины при бурении с отрицательным перепадом давления

Fig.1. Showing fluid into the wellbore when underbalanced drilling



использоваться наземная система с закрытым контуром, и необходимо добавить ингибитор коррозии к буровому раствору. Труба должна тщательно наблюдаться на предмет повреждений, материалы с высокой прочностью не должны использоваться.

Когда используемый буровой раствор является газообразным, информация, получаемая от скважинных инструментов, не может быть передана посредством телеметрии через буровой раствор. Необходима специальная непрерывная труба с установленным в ней кабелем; таким образом, могут использоваться кабельные системы.

НАЗЕМНЫЕ СИСТЕМЫ

Буровой раствор вниз по непрерывной трубе и обратный поток раствора подаются через регулируемую заслонку, которая преимущественно находится в полностью открытом положении. Изменение расхода при нагнетании газа/жидкости регулирует интенсивность и забойное давление. Обратный поток, содержащий буровой раствор на основе воды, газ,

DRILLING FLUIDS: THEIR ROLE IN ACHIEVING UNDERBALANCED CONDITIONS

Where the reservoir is depleted, the formation pressure will be below normal. To create underbalanced conditions in this case nitrogen can be injected into a water-based drilling fluid. This can be done on surface or, if drilling is inside an existing completion with gas lift valves installed, it can be done downhole. Alternatively, foam fluid systems can be used.

For undepleted reservoirs at normal pressure, low-density drilling fluids such as oil-based mud or crude oil based systems can be used. For over pressured reservoirs, the density of conventional fluids used for overbalanced coiled tubing drilling can be reduced.

If hydrogen sulphide is present, the tubulars will be subjected to higher concentrations than when drilling overbalanced. A closed surface fluid system should be used, and corrosion inhibitor added to the drilling fluid. The coil should be monitored carefully for damage, and no high strength materials used.

When the drilling fluid in use is gaseous, the information from downhole tools cannot be transmitted by mud pulse telemetry. Special coiled tubing is required with a cable running through it so that a cable-based system can be used.

SURFACE SYSTEMS

The drilling fluid is circulated down the coiled tubing and returns are taken through an adjustable choke that is generally fully opened. Adjusting the gas/liquid injection rates controls the flow rate and bottom hole pressure. The returns, - containing water-based drilling fluid, gas, oil and cuttings - are then routed through an atmospheric degasser or series of degassers. The gas is removed and flared. Next, the returns are routed through a series of settling and skimming tanks where the oil is removed and the

cuttings settle out. The drilling fluid is then flowed back to the active tank, and re-used.

Surface systems can be pressurized in order to handle potentially dangerous gases such as hydrogen sulphide, and in environmentally sensitive areas. Returns are taken from the choke through a series of enclosed vessels to separate the gas, oil, water and solids.

WELL CONTROL SAFETY IS KEY

When drilling underbalanced, a constant bottom hole pressure is maintained, which is constantly monitored by sensors in the bottom hole assembly. This pressure controls the rate of influx of oil or gas into the wellbore. The drilling fluid does not, therefore, maintain the primary well control as it does in overbalanced drilling. There should, therefore, always be a means available to kill the well, and to circulate out any formation influx in an emergency.

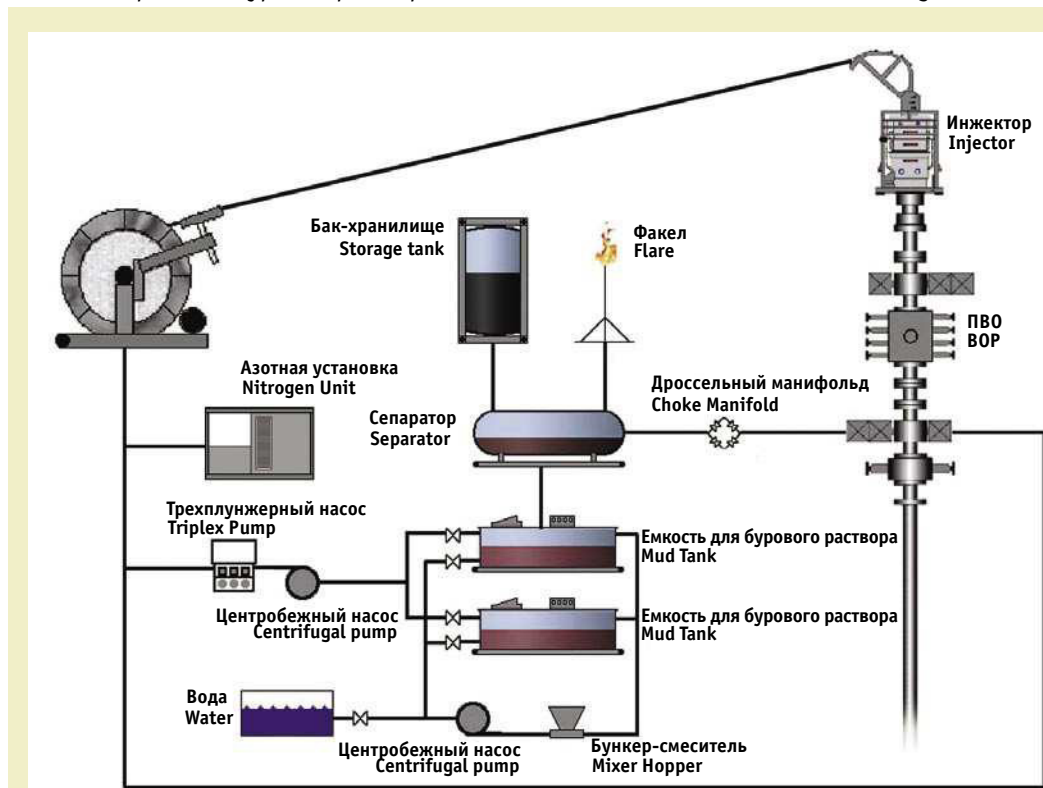


Рис. 2. Наземная система обработки для бурения с отрицательным перепадом давления
Fig. 2. Underbalanced Drilling Surface Processing System

нефть и шлам, проходит через атмосферный дегазатор или серию дегазаторов. Газ удаляется и сжигается. Далее обратный поток проходит через серию отстойных и сепараторных баков, где удаляются нефть и шлам. Затем буровой раствор подается в активный бак и повторно используется.

Наземные системы могут быть герметичными – для работы с потенциально опасными газами, такими как сероводород, и для работы в чувствительных зонах окружающей среды. В этом случае обратный поток идет от заслонки через ряд герметичных сосудов для отделения газа, нефти, воды и твердых частиц.

БЕЗОПАСНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ СКВАЖИНОЙ ЯВЛЯЕТСЯ КЛЮЧЕВЫМ МОМЕНТОМ

При бурении с отрицательным перепадом давления поддерживается постоянное давление на забое, которое наблюдается датчиками КНБК. Это давление регулирует интенсивность

притока нефти или газа в скважину. Таким образом, буровой раствор не выполняет первичные функции управления скважиной, как это происходит при бурении с положительным перепадом давления. Поэтому в наличии должны быть средства для глушения скважины, и в экстренном случае – для вывода любого притока пласта.

Внутрискважинные условия должны контролироваться, чтобы не произошел подземный выброс там, где участки ствола скважины подвергаются более высокому давлению, чем то, которое они способны выдержать.

В ходе установки негибких компонентов, таких как КНБК, инжектор не может быть задействован. Условия отрицательного перепада давления должны поддерживаться, что требует операции спуска.

Глухие/срезные плашки превентора закрываются, и инжектор и лубрикатор демонтируются. Короткие КНБК могут прикрепляться к колтюбинговой трубе в шурфе под однострубку и вытягиваться в лубрикатор до присоединения мотора и долота. С закрытыми глухими/срезными плашками инжектор и лубрикатор повторно устанавливаются на блок противовыбросовых превенторов. Далее выравнивается давление, глухие/срезные плашки открываются и КНБК спускается в скважину. Для длинных КНБК или там, где не может быть достигнута достаточная длина лубрикатора, может оказаться необходимым произвести спуск КНБК поэтапно. Составные системы заканчивания могут устанавливаться в скважине с отрицательным перепадом давления при помощи подобной технологии. Если законченная скважина состоит из колтюбинговой трубы, то проводить операцию спуска гораздо проще.

Длина лубрикатора и, таким образом, высота инжектора над блоком противовыбросовых превенторов определяются длиной КНБК. Короткая КНБК является более безопасной и более удобной для составления и эксплуатации.

ПОДГОТОВКА СКВАЖИНЫ ДЛЯ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА

Для получения полного отчета о строительстве и эксплуатации скважины необходима информация и чертежи с подробными сведениями обо всех трубных соединениях. Для бурения с отрицательным перепадом давления важным является картина изменения во времени коллектора и добычи в целом. Каждая проблема скважины должна быть упомянута: интервалы сужения ствола скважины при бурении, отверстия в обсадной колонне или трубе, любые оставленные в скважине предметы. Должны учитываться следующие аспекты: описание пласта каждого горизонта, который предстоит встретить, включая температуру на забое, характеристики породы по давлению, угол наклонения пласта, зоны потери циркуляции, трещины (разломы), прожилки

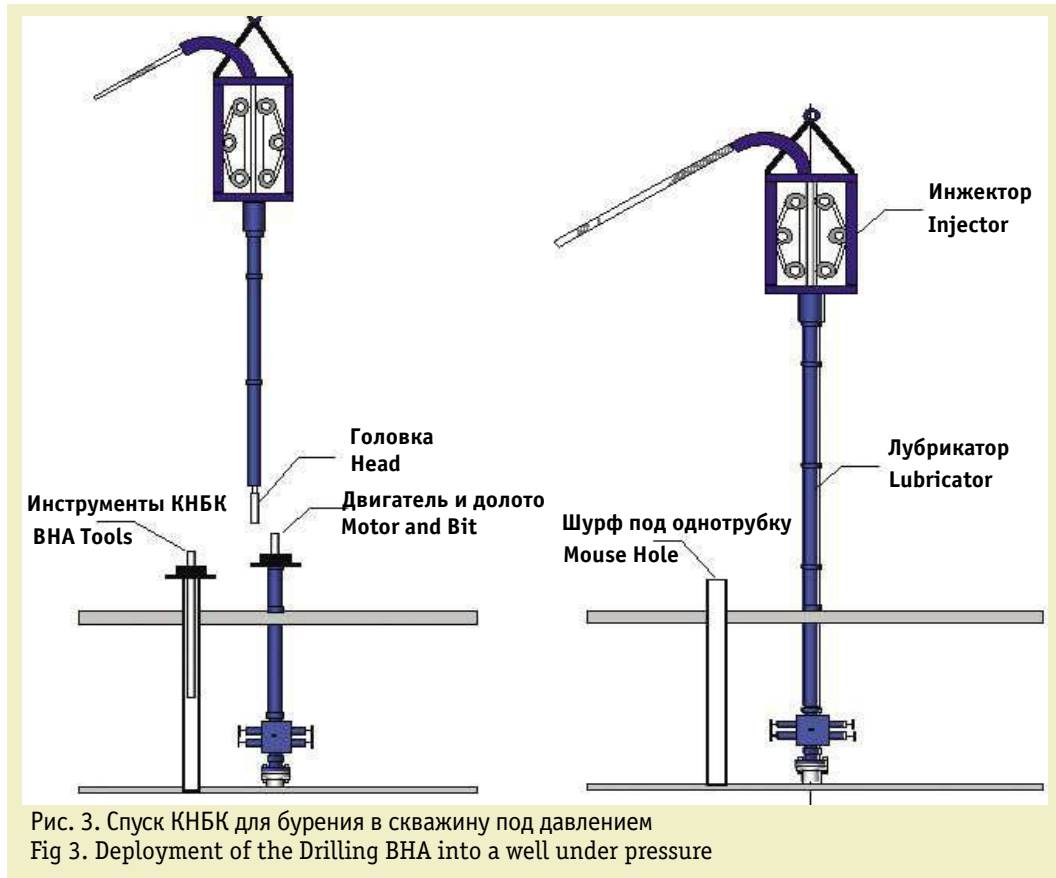


Рис. 3. Спуск КНБК для бурения в скважину под давлением
Fig 3. Deployment of the Drilling BHA into a well under pressure

Downhole conditions must be controlled to ensure that circumstances do not arise where sections of the wellbore are subjected to pressures higher than they can withstand, which could lead to an underground blowout.

DEPLOYING TOOLS INTO THE WELL

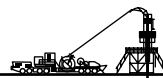
During operations to install inflexible components such as the bottom hole assembly into the well, the injector head cannot be used. The underbalanced condition must be maintained, which calls for a deployment procedure.

The BOP blind/shear rams are closed and the injector and lubricator removed. Short bottom hole assemblies can be made up to the coiled tubing in the mousehole and pulled up into the lubricator before making up to the motor and bit. With the blind/shear rams closed, the injector and lubricator are re-installed onto the BOPs. The pressure is then equalised, the blind/shear rams opened and the bottom hole assembly run into the well. For longer bottom hole assemblies, or where a lubricator of sufficient length cannot be obtained, it may be necessary to deploy the bottom hole assembly in stages. Jointed completions systems can be installed in an underbalanced well in much the same way. If the completion consists of coiled tubing, however, deployment is much simpler.

The length of the lubricator and, therefore, the height of the injector head above the BOP are determined by the length of the bottom hole assembly. A shorter assembly is safer and more convenient to rig up and handle.

PREPARING WELLS FOR SIDETRACKING

The complete well history, information and installation drawings must be sourced with details of all the tubulars. For underbalanced drilling, the reservoir and production history is also essential. Every well problem should be highlighted: tight spots while drilling, as well as any fish or holes in the casing or



с высокой проницаемостью, и информация о смещении. Эта информация может отсутствовать в отношении некоторых скважин, даже если изначально собиралась. Для этого случая лучшим решением является в первую очередь бурение первого ствола при положительном перепаде давления и сбор всей необходимой информации до начала бурения с положительным перепадом давления.

Возможность бурения с отрицательным перепадом давления является величайшим стимулом для развития кольтюбингового бурения. В третьей, заключительной статье будут анализироваться возможности и проблемы, связанные с применением этой новой технологии для увеличения добычи на многих старых нефтяных и газовых месторождениях в России и СНГ.

БУРЕНИЕ С ОТРИЦАТЕЛЬНЫМ ПЕРЕПАДОМ ДАВЛЕНИЯ: ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ

Сводится к минимуму повреждение пласта, особенно при бурении горизонтальных участков там, где желаемый пласт подвергается воздействию буровых растворов в течение длительных промежутков времени. Повреждение продуктивных пород рядом со стволом скважины ограничивает поток углеводородов и снижает экономически целесообразный срок эксплуатации.

Снижаются затраты на заканчивание скважины. Так как бурение с отрицательным перепадом давления приводит к минимальному повреждению ствола скважины и жидкость может циркулировать в процессе бурения, обычно нет необходимости в интенсификации.

Предотвращает поглощение бурового раствора и простой оборудования как результат дифференциального прихвата.

Позволяет проводить изучение коллектора и принять ключевые решения в процессе бурения путем сбора информации на поверхности. Могут быть определены такие геологические особенности, как плотные зоны, разломы гетерогенности коллектора, оптимальная длина горизонтального участка.

Окончание – в следующем номере.

Автор статьи Кейт Дели является инженером-консультантом по бурению в AnTech Ltd. и управляющим Choicedrill Ltd.

AnTech – специализированная компания по проектированию и производству (Exeter, Англия), обслуживающая местную и международную нефтегазовую промышленность. Обладая более чем 20-летним опытом по бурению в России, СНГ и Европе, К. Дели специализируется на всех аспектах проектирования скважины, бурения, восстановления и капитального ремонта. 16 лет работала в качестве инженера по бурению в BP и Shell, затем пришла в MAI Consultants Ltd., компанию, консультирующую по вопросам наземного оборудования. Как специалист по бурению Дели определила возможность восстановления ряда наземных и морских месторождений в крупном исследовании, проведенном по поручению SOCAR, национальной нефтяной компании Азербайджана. В 1999 г. К. Дели основала в Лондоне компанию Choicedrill Ltd., консультирующую по вопросам бурения. Основываясь на своих знаниях в буровой отрасли региона и знании русского языка, она консультировала несколько совместных предприятий в России и СНГ, а также AnTech. Она оказывала услуги по экспертизе BG Group, Shell and Wintershall в Европе и Объединенном королевстве. Имеет степень бакалавра наук в топливно-энергетическом проектировании, полученную в университете Лидса (Англия).



Author Kate Daly is a Consultant Drilling Engineer for AnTech Ltd and Managing Director of Choicedrill Ltd. AnTech is a specialist engineering design and manufacturing company serving the domestic and international upstream oil and gas industries in Exeter, England. With more than 20 years of drilling engineering experience in Russia, the CIS and Europe, Daly specialises in all aspects of well design, drilling, rehabilitation and workover. Following 16 years working as a drilling engineer for BP and Shell, Daly joined MAI Consultants Ltd, a surface facility consultancy. As their drilling specialist, she identified the options for rehabilitating a number of on and offshore fields in a major feasibility study on behalf of SOCAR, the national oil company of Azerbaijan. In 1999 Daly founded Choicedrill Ltd, a drilling engineering consultancy in London. Drawing upon her knowledge of the local drilling industry and the Russian language, she has advised several joint ventures in Russia and the CIS, as well as AnTech. She has also provided expertise to BG Group, Shell and Wintershall in Europe and the UK. She holds a BSc (Hons) degree in Fuel and Energy Engineering from Leeds University in England.

Email: kate.daly@choicedrill.com

tubing. The following aspects should also be considered: formation descriptions of each horizon to be encountered including bottom hole temperature, pressure rock properties, formation dip angle, lost circulation zones, faults, high permeability streaks and offset data availability. This information may no longer exist for some wells, even if it was gathered initially. If this is the case, it is better to drill the first sidetrack overbalanced and collect all necessary data before attempting to drill underbalanced.

The ability to drill underbalanced is the greatest spur to the development of coiled tubing drilling. In the third and final article, opportunities and problems associated with applying this exciting new technology to boost production from the many old oil and gas fields in Russia and the CIS will be examined.

UBD: ADVANTAGES AND CONCERNS

Formation damage is minimised, particularly when drilling horizontal sections where the target formation is exposed to drilling fluids for long intervals. Damage to the productive rock near the wellbore restricts hydrocarbon flow and reduces economic field life.

Completion costs are reduced. Because UBD results in minimal or no wellbore damage and fluids are allowed to flow during drilling, there is typically no need for stimulation.

It prevents lost circulation and rig downtime as a result of differential sticking.

Allows the reservoir to be investigated and key drilling decisions to be made during drilling by collecting the inflow data at surface. Geological features such as tight zones, fractures reservoir heterogeneity, optimum length of a horizontal wellbore may be assessed.

To be finished in the next issue.

БУРЕНИЕ НА ДЕПРЕССИИ: ПРОБУЕМ УПРОСТИТЬ!

С.В. Баранцевич, А.В. Кейбал,
ОАО «Промгаз»

S.V. Barantsevich, A.V. Keybal,
JSC Promgaz

UNDERBALANCED DRILLING: TRYING TO MAKE IT EASIER!

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ с регулированием величины дифференциального давления в системе «ствол скважины – пласт» известна достаточно давно. Начало ее интенсивного развития относится к середине прошлого века. С наибольшей эффективностью указанная технология может быть реализована в процессе бурения на депрессии, т.е. с отрицательным перепадом давления в системе «ствол скважины – пласт».

При бурении на депрессии величина гидростатического давления промывочной жидкости в стволе скважины значительно меньше, чем величина пластового давления. Это обеспечивает постоянный приток в скважину пластового флюида, что способствует сохранению природных коллекторных свойств продуктивного пласта. Одновременно с этим значительно увеличиваются механическая скорость бурения и проходка на долото, сокращается количество осложнений и аварий в стволе скважины, снижаются затраты времени и материалов на утяжеление и химическую обработку промывочной жидкости и т.д.

Каждый из этих положительных факторов имеет свою экономическую значимость и различную степень влияния на снижение стоимости строительства скважины.

Опыт бурения скважин «на равновесии» в нашей стране накоплен в достаточной мере, а попытки осуществить бурение на депрессии предпринимаются сравнительно редко. Причина этого кроется не только в необходимости нахождения на буровой значительного количества дополнительного оборудования, но и в грамотном, с точки зрения противоблужетной безопасности, проведении всего технологического процесса, поскольку устье скважины постоянно находится под избыточным давлением. Любая оплошность может привести к тяжелой аварии или открытому фонтану.

Следует отметить, что для безопасного осуществления процесса бурения на депрессии буровая установка должна быть оснащена не только закрытой циркуляционной системой, но также дополнительным противовыбросовым и наземным оборудованием, в т.ч. сепаратором, дегазатором, факельным устройством и др.

В свою очередь, многометровая компоновка оборудования для герметизации устья, состоящая из трех-пяти превенторов, герметизирующего устройства, шлюзовой камеры, нескольких крестовин и катушек, значительно увеличивает требуемую высоту подвысечного основания буровой установки.

Известно, что при наличии избыточного давления на устье скважины проведение СПО с составной бурильной колонной, т.е. составленной из свинчиваемых между собой труб, даже для опытной буровой бригады является весьма сложным и опасным процессом, занимающим много времени, требующим высокой исполнительской дисциплины и повышенного внимания.

Чаще всего в условиях депрессии бурение ствола скважины осуществляют лишь в интервале залегания перспективных продуктивных пластах. Например, буровики ООО «Лукойл-Бурение-Пермь» неплохо освоили вскрытие продуктивных отложений на депрессии, используя в качестве промывочного раствора безводную нефть, аэрированную азотом.

В последние годы в мире происходит стремительное развитие технологии бурения скважин на депрессии с использованием колтубинговых установок, оснащенных безмуфтовой длинномерной трубой (БДТ).

THE TECHNOLOGY OF DRILLING with differential pressure control is well-known for a long time. The beginning of intensive development of the technology dates from the middle of a last century. The most effective use of the technology is achieved in underbalanced drilling, that is a drilling with negative pressure drop in a “well-formation system”.

The value of circulating fluid hydrostatic pressure during underbalanced drilling in a wellbore is significantly lower than formation pressure. This provides a constant inflow of formation fluid, which helps to save natural reservoir features of pay zones. At the same time increases the rate of penetration, the number of accidents and troubles in a wellbore decreases as well as time and material expenditures on weighting up and chemical treatment of circulating fluid and others.

Any of these positive factors have its economical significance and affect to a certain extent a cost of a well construction.

There is a great deal of “balanced” drilling experience available in our country, and attempts to drill underbalanced are rarely made. The reason is not only the quantity of equipment available on site but a qualified technological process from a blowout safety point of view, as a wellhead is constantly subjected to overpressure. Any false step could lead to an accident or an open flow.

It is necessary to take to account that safe underbalanced drilling requires a drilling rig equipped not only with a closed loop circulating system, but also with additional blowout preventing equipment and surface equipment, including separator, degasser, torch and so on.

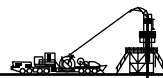
A long wellhead sealing assembly, comprising tree-five blowout preventors, sealing unit, lock chamber, crossheads and reels in its turn significantly increases the length of sling shot substructure of a drilling rig.

As it is well known a jointed drillpipe tripping under wellhead overpressure is a complicated and dangerous operation which requires time, high executive discipline and attention even for experienced drilling crews.

The underbalanced drilling is more often employed in intervals of prospective pay beds only. For example, crews of Lukoil-Burienie-Perm successfully learnt technology of underbalanced formation exposing using water-free oil, aerated with nitrogen as a circulating fluid.

Last years there was a drastic growths of underbalanced drilling technology with coiled tubing units.

The mentioned difficulties in full measure could be referred to drilling with coiled tubing units. The availability of reliable stripper in wellhead BOP, no doubt makes CT tripping easier. However wellhead activities connected with trips with 8–10 m or longer BHA are very difficult in technique and require longer time. This significantly reduces the use of coiled tubing rigs for underbalanced well drilling.



Отмеченные выше трудности в полной мере могут быть отнесены и к бурению с помощью колтюбинговой установки. Наличие надежного герметизатора в составе устьевого сборки превенторов, несомненно, упрощает проведение СПО с БДТ. Однако работы на устье, связанные со спуском и подъемом компоновки низа бурильной колонны (КНБК), длина которой составляет 8–10 м и более, очень сложны в техническом отношении и занимают продолжительное время. Это в значительной мере снижает эффективность применения колтюбинговых установок при бурении скважин на депрессии.

Не касаясь вопросов оптимизации процесса бурения на депрессии, обратим внимание специалистов на реальную возможность сокращения времени проведения спускоподъемных операций (СПО).

Для начала попробуем ответить на вопрос, а за счет чего можно упростить и ускорить проведение СПО при бурении на депрессии?

Очевидно, что для этого определенную часть СПО следует проводить без избыточного давления на устье скважины, т.е. обычным способом, исключая все операции, связанные со шлюзованием, перехватом и т.д. Если используется составная бурильная колонна, то без избыточного давления на устье скважины желательно осуществлять максимально возможную часть СПО.

При использовании колтюбинговой установки без избыточного давления на устье скважины вполне достаточно проводить только спуск и подъем КНБК, т.к. герметизация БДТ на устье при СПО обеспечивается постоянно (с помощью устьевого герметизатора).

Устранить избыточное давление на устье скважины можно, например, за счет размещения в нижней части обсадной колонны специального подпружиненного обратного клапана. Этот клапан должен открываться под действием веса бурильного инструмента и принудительно закрываться за счет усилия пружины.

Закончив долбление, бурильный инструмент следует поднимать до тех пор, пока он целиком не окажется внутри обсадной колонны. После закрытия обратного клапана необходимо предварительно сравнить избыточное внутреннее давление, а затем разгерметизировать устье скважины. Дальнейшие СПО можно осуществлять обычным способом.

При спуске бурильного инструмента указанные операции проводятся в обратной последовательности. Герметизацию устья необходимо осуществить перед открытием обратного клапана.

Различные конструкции таких обратных клапанов (шарового или тарельчатого типа) сравнительно давно известны как за рубежом, так и в нашей стране.

По способу установки в обсадной колонне обратные клапаны следует разделить на две группы:

- устанавливаемые внутри ранее зацементированной обсадной колонны;
- встраиваемые в обсадную колонну до ее спуска в ствол скважины.

Как правило, подавляющее большинство обратных клапанов предназначено для оперативной установки внутри зацементированной обсадной (обычно эксплуатационной) колонны. Главный недостаток устанавливаемых клапанов – значительное (на 45–55 %) уменьшение проходного сечения обсадной колонны.

Обратные клапаны, встраиваемые в обсадные колонны, в меньшей степени (на 18–25 %) сокращают их проходное сечение, зато отличаются низкой надежностью, недостаточной работоспособностью и значительно затрудняют процесс последующего цементирования обсадной колонны.

Специалисты по эксплуатации и ремонту скважин иногда вынуждены пойти на установку такого клапана, но для буровиков это крайне нежелательно. Решение осуществлять бурение нижележащего интервала ствола скважины долотами гораздо меньшего (по сравнению с проектом) наружного диаметра вряд ли кто сочтет оправданным.

А что если попытаться сделать обратный клапан полнопроходным, разместить его в нижней части обсадной колонны (например, над местом установки «стоп-кольца») до ее спуска в ствол скважины, а затем зацементировать обсадную колонну вместе с клапаном по традиционной технологии? В этом случае основные технические требования, предъявляемые к конструкции встраиваемого в обсадную колонну полнопроходного обратного клапана, должны быть

Not getting into details of underbalanced drilling optimization, lets draw our attention to actual opportunity to reduce tripping time.

For the first we have to answer a question: what could make tripping in underbalanced drilling easier and faster?

It is evident that a part of tripping operations should be conducted without wellhead overpressure, like in common way of tripping, excluding operations with locking, trapping and so on.

Should you use jointed drilling string it is advisable that you perform the biggest possible part of tripping without wellhead overpressure.

Should you use coiled tubing rig, with no wellhead overpressure, it is quite enough to perform tripping only, because the sealing of coiled tubing is permanently achieved while performing tripping (due to wellhead stripper).

The elimination of wellhead overpressure is possible, for example due to locating a special spring-loaded back valve in a lower part of casing string. This valve should be opened under a weight of drilling tools and closed with spring power.

After the slotting is finished, the drilling tool should be lifted until it gets inside casing string. After the backvalve is closed, it is necessary to bleed internal overpressure, afterwards depressurize wellhead. A further tripping could be effected in a common way.

While running in drilling tools, the mentioned procedures are to be conducted in the reverse sequence. The wellhead sealing is to be done before backvalve opening.

Different designs of such valves (ball or disc type) for a long time are well known abroad as well as in our country.

In accordance with a way of installation in a casing string the backvalves could be divided in to two groups:

- installed inside prior cemented casing string;
- built-in into casing string before running in borehole.

As a rule, the vast majority of backvalves are designed for operative installation inside cemented casing (usually production) string. The main disadvantage of the built-in valves is a significant (45–55 %) reduction of open flow area of casing string.

The build-in backvalves to casing strings reduce open flow area to a lesser extent (18–25 %), but have poorer reliability, efficiency, complicate significantly further cementing operation of casing string.

Well operation and servicing specialists sometimes have to install the valve, but it is highly undesirable for drilling crews. Nobody would justify the decision to drill a lower well interval with bits of significantly smaller O.D. (comparing to project).

What if to make a full-opening backvalve, locate it in a lower part of a casing string (for example above “stop-ring” location) before running in hole, and afterwards to cement casing string with valve in accordance with common technology?

In this case the main technical requirement for built-in full-opening back valve should be given as follows:

- The valve in opened position should not restrict an open flow area of the casing string.
- The valve O.D. should as much as possible correspond the O.D. of casing string coupling.
- The valve design should not prevent cementing of casing string with common tool set, cementing head, squeezing plugs (tools) and so on.
- Valve should not decrease durability of casing string it

сформулированы следующим образом:

- в открытом положении клапан не должен уменьшать проходного сечения обсадной колонны;
- наружный диаметр клапана должен максимально приближаться к наружному диаметру муфты обсадной колонны;
- конструкция клапана не должна препятствовать проведению цементирования обсадной колонны с использованием стандартной оснастки, цементировочной головки, продавочных пробок и др.;
- клапан не должен снижать прочность обсадной колонны, в которой он установлен;
- в закрытом положении клапан должен выдерживать направленный снизу вверх перепад давления, соответствующий прочностным характеристикам обсадной колонны;
- клапан должен надежно работать и сохранять свою герметичность в течение нескольких десятков циклов открытия-закрытия (их количество определяется запроктированным числом последующих рейсов бурильного инструмента, а также лифтовой колонны в процессе эксплуатации и ремонтов).

На первый взгляд, подобная задача кажется практически неразрешимой.

Однако результаты предварительной конструкторской проработки с изготовлением действующего макета встраиваемого в обсадную колонну обратного клапана, а также проведенные прочностные расчеты показали, что поставленная цель все-таки может быть достигнута. В новом обратном клапане взаимодействующие между собой седло и подпружиненная тарелка имеют сложные пространственные формы. По этой причине вновь разработанный клапан условно назван «фигурным тарельчатым».

Проработана также конструкция устанавливаемого в обсадной колонне обратного клапана, который дополнительно снабжен якорным устройством и узлом герметизации. При необходимости его можно оперативно разместить на выбранной глубине внутри обсадной колонны.

К сказанному следует добавить, что конструкция устанавливаемого в обсадной колонне обратного клапана позволяет сделать его съемным или стационарным.

Следует обратить внимание на то, что в процессе бурения, эксплуатации и ремонта скважин целесообразнее применять обратный клапан, который заранее встраивается в обсадную колонну и цементируется вместе с ней.

Если же предварительная установка обратного клапана в обсадную колонну не была заранее предусмотрена, то можно воспользоваться устанавливаемым обратным клапаном. Это может явиться удачным техническим решением, например, при бурении с помощью колтюбинговой установки с БДТ, при проведении некоторых видов ремонтных работ с составной бурильной колонной и др.

Соотношение между проходным диаметром устанавливаемых обратных клапанов различного типа и наружным диаметром обсадной колонны, внутри которой они размещаются, можно оценить по приведенному графику.

Сплошная линия соответствует характеристикам разработанного фигурного тарельчатого клапана, а пунктирная – лучшим серийным образцам шаровых и тарельчатых клапанов.

В среднем проходное сечение обсадных колонн за счет размещения устанавливаемого фигурного тарельчатого клапана уменьшается на 26–30%. С увеличением наружного диаметра обсадной колонны указанная величина имеет тенденцию к снижению. Это объясняется тем, что влияние толщины стенки на проходное сечение обсадной колонны по мере роста ее наружного диаметра постепенно снижается.

Проведенные конструкторские проработки подтвердили, что встраиваемые и устанавливаемые фигурные тарельчатые обратные клапаны для обсадных колонн условным диаметром от 114 до 273 мм могут быть достаточно просто изготовлены в условиях базы производственного обслуживания бурового или нефтегазодобывающего предприятия. При этом для изготовления основных деталей указанных клапанов с успехом могут быть использованы подходящие по размерам обсадные, бурильные и насосно-компрессорные трубы, выпускаемые отечественной промышленностью.

is being installed in.

- The valve in a closed position should resist to an upstream pressure drop which corresponds the properties of the casing string
- The valve should operate reliably and keeps its leakproofnes for a few dozens of opening-closing cycles (the number of cycles is defined by projected number of drilling tools trips and a production tubing during operation and service).

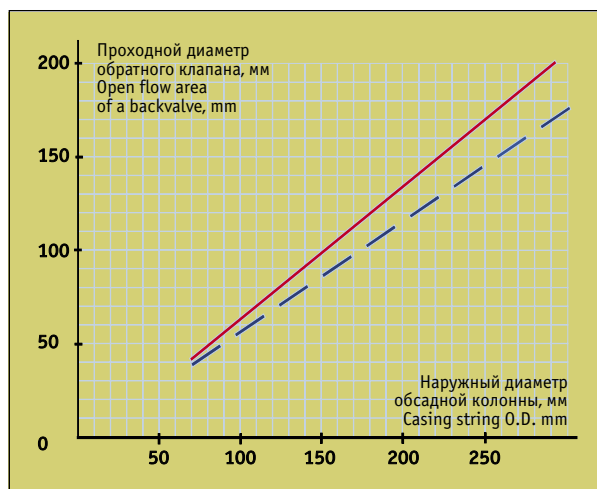
At the first sight such a task seems to be unfeasible.

However the results of preliminary design study with manufacturing of operating prototype of built-in backvalve, and a conducted strength estimations showed that the fixed goal could be achieved. In a new backvalve interacting seat and a spring loaded disc have complicated space forms. Because of this the new valve is called “compound disc valve”.

We should admit that the design of valve installed in casing string allows detachable or permanent installation.

We should take into consideration that during drilling, operating or servicing wells it is advisable to use a backvalve that is being built-in to casing string and cemented with it.

In case the presetting of backvalve to casing string is not provided, it is possible to use built-in backvalve. This could be a successful technical solution, for example for



coiled tubing drilling, servicing of a specific kind with jointed drillpipe and others.

The ratio of open flow area of installed backvalves of different types and outer diameter of casing string, the valves are installed, could be evaluated in accordance with a chart given below.

The firm line corresponds performance of a new compound disc valve and a dotted line to best commercial ball and disc valves.

The open flow of casing strings decreases 26–30% on average due to installation of a compound disc valve. As the casing string O.D. increases, decreases the mentioned value. It is defined by influence of wall thickness on open flow area of casing string decreases as increases its O.D.

The design studies proved that built-in and installed compound disc backvalves for casing strings with O.D.s ranging from 114 to 273 mm could be easily manufactured on manufacturing facilities of drilling servicing or oil and gas producing plants. A matching drilling casing, or production tubing manufactured by domestic industry could be successfully used for manufacturing of parts for these valves.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ — НЕФТЕГАЗОВОМУ КОМПЛЕКСУ ЧЕЧНИ

Елена Жук

Helen Zhuk

NEW OIL & GAS TECHNOLOGIES FOR CHECHNIA

Нефть в Чечне добывают более 110 лет. Начало промышленной добычи черного золота в регионе было положено в 1893 году, когда в Старогрозненском районе забил первый фонтан нефти. Наряду с Баку Грозненский район – один из самых старых нефтедобывающих регионов бывшего СССР.

Перед началом Второй мировой войны в Чечне добывалось около 4 млн тонн нефти в год. В годы войны нефтедобывающая промышленность Грозного была практически полностью разрушена. Однако именно с помощью кавказской нефти Советский Союз одержал победу над Германией.

Новый этап развития отрасли начался в конце 1950-х годов, когда были введены в разработку высокопродуктивные залежи в глубокозалегающих отложениях верхнемелового возраста. С этого же времени в республике интенсивно развивается газовая промышленность, которая также имеет свою давнюю историю. Первые попытки утилизации нефтяного газа на месторождениях региона имели место еще в 1909 году. В 1930 году впервые в СССР в Грозном был получен в промышленном масштабе бензин из нефтяного газа.

ДОБЫЧА НЕФТИ СЕГОДНЯ

В настоящее время добычей нефти в Чечне занимается ОАО «Грознефтегаз», в котором 51 % акций принадлежит «Роснефти» и 49 % – администрации Чечни – республиканскому Минимущество. С момента своего создания постановлением правительства «О мерах по восстановлению топливно-энергетического комплекса Чеченской Республики» в 2000 году предприятие вело нефтедобычу на основании временных операторских лицензий на месторождения с общими извлекаемыми запасами в 35 млн т. В 2002 г. по итогам тендера постоянные лицензии получила сама «Роснефть». Все нефтедобывающее оборудование и инфраструктура, которые использует «Грознефтегаз», находятся в собственности ФГУП «Чеченнеfteхимпром», объединяющего все нефтедобывающие, перерабатывающие и сбытовые активы на территории республики.

Когда «Роснефть» приняла чеченское нефтяное хозяйство, оно находилось в крайне тяжелом состоянии. Из 37 фонтанирующих скважин 29 горели. Ежедневно в них сгорало 8 тыс. т нефти. Нефтяники гасили одни скважины – боевики поджигали другие; диверсии привели к появлению нефтяных фонтанов, в том числе горящих. К примеру, в начале 2000 года «Грознефтегаз» добывал всего 800 т нефти в сутки на Эльдаровском месторождении – единственном, на котором он к тому времени смог обосноваться. В это же время добыча бандформированиями, прежде всего – из фонтанирующих скважин, достигала 2 тыс. т сырья в сутки.

Сегодня нефтегазовый комплекс Чечни практически восстановлен. Добыча осуществляется на уровне, который соответствует периоду «до начала первой чеченской кампании». Добыча нефти в республике возросла с 700 тыс. т до 1,9 млн т в год.

В нефтегазовом комплексе республики заняты более 5 тыс. сотрудников, причем 95 % работающих – местные жители.

Chechen oil has been produced for over 110 years. The beginning of industrial production of black gold in the region was initiated in 1893, when the first oil fountain in Starogroznsky region flowed. Groznensky region along with Baku is one of the older oil producing regions of former USSR.

Before the Second World War Chechnia produced about 4 mln tones of oil per year. In the days of war the oil producing industry of Grozny was almost completely destroyed. However, with the help of namely caucasian oil Soviet Union won Germany.

The stage of this branch development begun in the late 50-es, when there was started development of highly productive deep-seated deposits of Upper Cretaceous. From this time and on there gas industry in the republic has been developed, which has its prehistory. The first attempts of oil gas recovery on the fields of the region took place in 1909. In 1930, for the first time in the history of USSR, in Grozny petrol has been produced from oil gas in an industrial scale.

TODAY'S OIL PRODUCTION

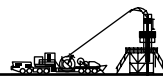
Today, Grozneftegaz, 51 % of shares of which belong to Rosneft and 49 % to Administration of Chechnia – republican Ministry of Property, produces oil in Chechnia. From the moment of its establishment in 2000 by decision of government "On measures for reestablishment of fuel and energy complex of Republic of Chechnia" the company has been producing oil on a basis of temporary operator licenses on fields with total recoverable deposits of 35 mln of tones. In 2002 according to tender results the permanent licenses were obtained by Rosneft itself. All oil producing equipment and infrastructure, employed by Grozneftegaz now is a property of Chechenneftehimprom, comprising all oil producing, processing and marketable assets on a territory of republic.

When Rosneft accepted chechen oil industry, it was in a grave condition. 29 flowing wells from 37 were burning. 8 thousand tons of oil was burning down per day. When oilmen were extinguishing fire on wells, fighters were setting fire to other wells; subversive activity led to open oil fountains, including burning ones. For instance at the beginning of 2000 Grozneftegaz was producing only 800 tons of oil per day on Eldarovski field – the only field that could be mastered by the company. At the same time the oil production of gangs, first of all from flowing wells reached the point of 2 thousand tons of oil per day.

Today the oil and gas complex of Chechnia has been almost reestablished. The production is being conducted at the level that corresponds the "before the first chechen campaign" level. The oil production in the republic has grown from 700 thousand to 1.9 mln tons per annum.

About 5 thousand of workers have been involved in oil and gas system of Chechnia, about 95 % of the workers are residents of Chechnia.

2004 schedule shows following figures – 2 mln tons of oil and above 510 mln m³ of gas. For this purpose they plan to set in operation 17 open-flowing wells, perform 116 operations of



В планах на 2004 год – добыча около 2 млн тонн нефти и свыше 510 млн куб. м газа. Для этого планируется ввести в эксплуатацию 17 фонтанных скважин, произвести 116 обработок призабойной зоны пласта, завершить строительство наливной эстакады «Гойт-Корт» провести реконструкцию объектов ППД на месторождениях Старогрозненская и Северные Брагуны и запустить их в эксплуатацию, а также построить автоматизированные узлы учета нефти на всех нефтепарках.

НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС ЧЕЧНИ ВОССТАНАВЛИВАЕТСЯ

Согласно распоряжению правительства РФ от 4 ноября 2000 года, добываемая в Чечне нефть поставляется на экспорт, а выручаемые средства после осуществления всех обязательных налоговых платежей частично реинвестируются в развитие нефтегазового комплекса ЧР, частично перечисляются на специальный счет Минэнерго РФ в Федеральном казначействе на восстановление экономики и социальной сферы Чечни.

Побывавший в середине мая в Чечне президент «Роснефти» Сергей Богданчиков дал положительную оценку работе «Грознефтегаза». Он сообщил, что на возрождение нефтяного комплекса в Чечне ежегодно выделяется около 4 млрд рублей. Это обеспечивает прирост добычи и реконструкцию нефтекомплекса. В 2004 г. в Чечне будет добыто 2 млн тонн нефти, что превысит прошлогодние показатели. С. Богданчиков отметил, что в Чечне впервые после 15-летнего перерыва специалисты приступили к поиску новых месторождений нефти. Геологоразведку в ЧР ведет компания «Роснефть».

«Грознефтегаз», являющийся дочерним предприятием нефтяной компании «Грознефть», за 3 года деятельности на территории Чечни восстановил 256 объектов социальной сферы. В частности, восстановлены и обеспечены газоснабжение, водоснабжение, электроснабжение Грозного и более 40 населенных пунктов республики. Только в 2003 году на социальную сферу республики нефтяники потратили 620 млн руб. Для своих работников «Грознефтегаз» в центре Грозного ведет строительство 70-квартирного жилого дома повышенной сейсмической устойчивости.

СКОЛЬКО НЕФТИ ОСТАЛОСЬ В НЕДРАХ?

За вековую историю отрасли из недр было извлечено 420 млн тонн нефти.

Степень разведанности начальных ресурсов республики достигла почти 80%. Считается, что крупные структуры практически выявлены, однако перспективы открытия залежей с меньшими запасами на более глубоких горизонтах достаточно высоки. Потенциальные ресурсы нефти в Чеченской Республике оцениваются примерно в 100 млн тонн.

Помимо открытия новых залежей резервом увеличения добычи могут явиться доработка истощенных месторождений, повторный ввод в эксплуатацию обводненных залежей, остаточные запасы по которым оценены специалистами в 150 млн тонн.

Большинство залежей находится на стадии естественного истощения и нарастающей обводненности. Степень выработанности месторождений достигает почти 80%. Наиболее значительные месторождения – Старогрозненское, Брагунское, Октябрьское, Эльдаровское, Правобережное и Горячеисточненское, они дают около 70% суммарной добычи республики. Степень выработанности у первых четырех из них составляет почти 95%, а у двух остальных, с которых поступает 30% добычи, превышает 60%.

Добавим к этому, что 20% территории республики, где потенциально возможно наличие нефтяных месторожде-

bottomhole formation zone processing, accomplish construction of loading rack “Goit-Cort”, rebuild bottomhole formation zone of fields Starogroznenski and Severny Braguni and to set it to operating mode, as well as create automated units of oil accounting in all the oilfields.

OIL AND GAS COMPLEX OF CHECHNIA IS BEING REBUILT

According to administrative decree of Russian federation from 4 of November 2000, the oil produced in Chechnia is being exported, and the gained means after taxation are reinvested to development of oil and gas complex of Chechnia, and partially remitted to special account of Ministry of Energy of Russian federation in Federal Treasury for reestablishment of economics and social environment of Chechnia.

Sergei Bogdanchikov, president of Rosneft, who visited Chechnia in March, responded in a positive way to Groznetgaz activity. He informed that about 4 mln of rubles are being assigned annually for reestablishment of oil complex of Chechnia. This provides for production growth and rebuilding of the complex. In 2004 Chechnia will produce 2 mln of tons of oil, which will exceed last year figures. S. Bogdanchikov admitted that it is the first time in Chechnia after 15 years specialists proceeded to exploration of new oilfields. Geological exploration in Chechnia is being conducted by Rosneft.

Groznetgaz, being a branch of Grozneft, rebuilt 256 establishments of social sphere within 3 years of operation on a territory of Chechnia. In particular it rebuilt gas, water and

Чеченская нефть, по всеобщему признанию, не имеет себе равных по качеству.

Она легко поддается переработке благодаря высокооктановости и дает более 95% «полезного выхода». Из парафина, вырабатывавшегося из чеченской нефти, производились самые качественные осветительные свечи, которые до последнего времени в массовом количестве экспортировались в Ватикан.

Свыше 80% масел для советской авиации также производилось на грозненских нефтеперерабатывающих заводах.

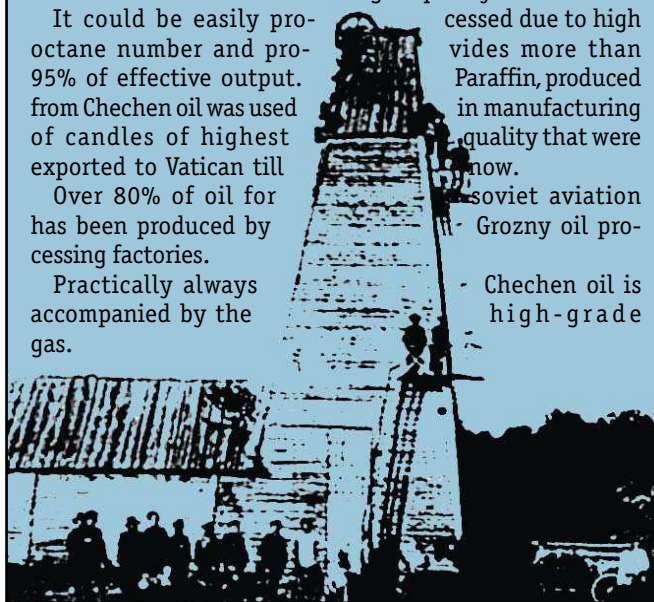
Практически всегда чеченской нефти сопутствует высококачественный газ.

Chechen oil, in according to general recognition has been ranked second to none according to quality.

It could be easily processed due to high octane number and provides more than 95% of effective output. Paraffin, produced from Chechen oil was used in manufacturing quality that were exported to Vatican till now.

Over 80% of oil for soviet aviation has been produced by Grozny oil processing factories.

Practically always accompanied by the high-grade gas.





ний, еще не исследовано. Поэтому в перспективе можно рассчитывать на 400–450 млн тонн нефти, которые до сих пор хранятся в недрах Чечни.

Такое состояние минерально-ресурсной базы делает актуальным внедрение новых технологий добычи углеводородного сырья.

energy supply of Grozny and over 40 settlements of republic. In 2003 the oilmen spent 620 mln of rubles for social sphere of the republic. Grozneftegas builds for its workers 70 flat house of improved seismic stability.

HOW MUCH OIL ARE THERE IN BOWELS?

During the century of the industry they recovered 420 mln of tons of oil.

The extent of exploration of initial resources of republic reached almost 80 % mark. It is considered that the major structures are virtually revealed, however, the chances of revealing of deposit with smaller deposits on higher depth are relatively high. The potential resources of oil of Chechnia are rated approximately 100 mln of tons.

Besides the new deposits, the source of recovery increase could be development of depleted fields, setting into operation watered reservoirs, residual deposits of that are rated in 150 mln of tons.

The major deposits are at a stage of natural depletion and increasing watering. The extend of depletion reaches almost 80 %. The most important fields are – Starogroznenki, Bragunski, Octoberski, Eldarovski, Pravoberezhni, Goriacheistochnenski, they provide almost 70 % of total production. The extend of depletion of the first two fields reaches almost 95 %, and the rest two, that provide 30 % of recovery exceeds 60 %.

20 % of the territory of the republic with possible oil fields location is not explored. In prospective it is possible to count on 400–450 mln of tons of oil, that are still in bowels of Chechnia.

The condition of mineral-resource basis makes the implementation of new technologies of hydrocarbons recovery especially actual.

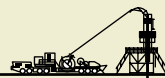
Чеченцы (самоназвание — нохчи) — один из древнейших народов мира со своим антропологическим типом и самобытной культурой. На Северном Кавказе это самый крупный этнос (свыше 1 млн чел.). Чеченцам очень близки по генотипу, культуре и религии их соседи ингуши. Вместе они образуют вайнахский народ, связанный кровным родством, общей исторической судьбой, территориальной, экономической, культурной и языковой общностью.

Вайнахи являются аборигенами Кавказа и говорят на нахском языке, входящем в северокавказскую группу иберийско-кавказской семьи языков.

Chechens (self called Nokhchi) is the one of the oldest nations of the world with its anthropological type and original culture. It is the biggest ethnos on Northern Caucasus (more than 1 mln of people). Their neighbors Ingush are very close according to genotype, culture and religion. Together they form Vainakh population with blood relationship, common history, territorial, economical, cultural and language community.

Vainakhs is the original population of Caucasus that speak nakhsk language, that is a part of northern-caucasian group of Ibero-Caucasian linguistic family.





Колтюбинг – примета нового времени

Если в 2001–2002 гг. главными задачами «Грознефтегаза» были ликвидация нефтяных фонтанов, начальное обустройство и пуск восстанавливаемых скважин, то сегодня основное внимание уделяется модернизации производства.

Именно поэтому для работы на месторождениях стали все чаще применяться современные техника и технологии.

Поставляя оборудование, не каждая компания согласится помогать с сервисом практически в военных условиях. Немаловажную роль играет и организация поставки запчастей. Возможно, поэтому подразделение «Роснефти» обратилось за колтюбинговым оборудованием к братьям-славянам.

Летом в Чечне побывали представители сервисной службы группы ФИД: начальник отдела сервиса Владимир Голубев и инженер отдела сервиса Андрей Гиль. Вот что ответил Андрей Иванович на вопросы редакции.



Андрей Гиль в Грозном / Andrei Gil in Grozny

ВК: Для чего вас пригласили в Чечню? Какие виды работ проводились на скважине?

В марте «Грознефтегаз» приобрел у ФИД установку М20 для работы на глубоких скважинах (до 4700 м). В первой половине июня мы выехали в Чечню и до середины июля осуществляли пусконаладку, шефмонтаж поставленного оборудования, проводили обучение обслуживающего персонала. Работы проходили в селе Знаменском Надтеречного района.

ВК: Была ли достигнута цель вашего посещения?

Мы провели запланированные работы в полном объеме. Установка работает.

ВК: По вашему мнению, есть ли перспективы у колтюбинга в Чечне?

Да, возможности применения колтюбинга для ремонта самые широкие. Мы увидели большое количество простаивающих скважин. Усилия нефтяников направлены в основном на капитальный ремонт и восстановление. С бурением мы практически не встречались.

ВК: Каково отношение местного населения к происходящему вокруг, к войне?

В целом, несмотря на тяжелые условия, население старается относиться к жизни с оптимизмом.

Из полуразрушенных городов люди переселяются в села, в которых активно развивается инфраструктура: строятся дома, автозаправки, магазины, рынки, гостиницы.

Чеченцы считают хорошим знаком то, что к ним приезжают

люди из других регионов. Они рады были узнать, что мы из Беларуси.

ВК: Что произвело на вас самое большое впечатление при посещении Чечни?

Грозный. Практически полностью разрушенный город с единственным фонтаном и аллеей роз напротив здания «Грознефтегаза» – в этом месте обычно собирается народ.

Что еще? Быт и национальные обычаи. Существует понятие «ночхалла» – чеченский кодекс чести. Строгое и уважительное отношение к женщине, мужество, щедрость, надежность – эти качества ребенок в чеченской семье выпитывает, как говорится, с молоком матери. Незабываемо впечатление оставляет чеченское гостеприимство, почитание старших и знание своего тейпа (рода) до седьмого колена.

ВК: Какие национальные традиции показались наиболее интересными?

Если раньше похищение невесты в фильме «Кавказская пленница» казалось мне комически гипертрофированным, то сейчас понимаю, что этот сюжет из советского кинематографа основывался на многовековых традициях. И выкуп за похищенную невесту друзьям жениха платится немалый; он в два раза увеличивается, если родители девушки не согласны отдать дочь замуж и хотят вернуть ее домой.

Свои традиции один из древнейших народов на Земле чтит свято и нерушимо.



Чеченское гостеприимство / Chechen hospitality

Coiled tubing – the sign of new age

In 2001-2002 the main goals of Groznetgaz were elimination of open flowing wells, initial development and setting to operation wells that it is possible to rebuild. Today the great attention has been spent at improvement of industry.

Namely today, state of the art equipment and technologies are more often employed for field activity.

Supplying equipment, not every company agrees to help with servicing almost in military operations. An important role plays spare parts delivery. That is why the division of Rosneft addressed for coiled tubing equipment to Slavonian brothers.

This summer representatives of servicing division of FID group visited Chechnia: chief of servicing department Vladimir Golubev and engineer of servicing department Andrei Gil. That is what Andrei replied to the CTT questions:



CTT: For which purpose was you invited to Chechnia? What kind of well works did you perform?

In March Groznetgaz purchased coiled tubing unit M20 for deep wells (4700 meters) from FID. In the first half of June he visited Chechnia and till the middle of July we were busy with start up and commissioning, assembling of the supplied equipment, trained maintenance staff. The activities took place in village Znamenski of Nadterechny region.



Установка ФИД М20 / FID M20 unit

CTT: Did you reach the goal of the visit?

We conducted the planned activities. The unit is operative.

CTT: Is there any prospective for coiled tubing in Chechnia, according to your opinion?

Yes, there are great opportunities for servicing. We saw a great number of shut-in wells. The activities of oilmen are aimed at workover and servicing. We did not face drilling.

CTT: What is the attitude of local population towards what is happening, towards war?

In general, despite difficulties, the local population tries to handle it with optimism.

From destroyed cities people are settling in villages, where the infrastructure is developing in a quick way: they build houses, filling stations, shops, markets, hotels.

Chechens consider a good sign that people from other regions visit them. They were glad to know we are from Belarus.

CTT: What impressed you greatly during the visit to Chechnia?

Grozny. Almost fully destroyed city with lonely fountain and rose alley in front of Groznetgaz building – at this place people usually are gathering.

What else? Way of life and national traditions. There is such an idea of “nochkhala” – Chechen code of honor. Strict and respective attitude towards woman, courage, generosity, reliability – these qualities are absorbed by child in Chechen family, as they say, with “mother’s milk”. Unforgettable impression is left after Chechen hospitality, respect of older and knowledge of its family till seventh generation.

CTT: Which national traditions do you think are the most interesting?

If the kidnapping of bride in the movie “Caucasian captive” seemed to me comically hypertrophied before now, today I realize that this plot from Russian cinema is based on centuries-old traditions. And the ransom for the bride is considerable, and it is twice higher if the parents of the bride do not agree to give her in marriage, and want to return her home.

The traditions are being observed by one of the oldest nations piously and inviolably.



К ИСТОРИИ ПРОИЗВОДСТВА И ПРИМЕНЕНИЯ СМОТАННЫХ ТРУБ В РОССИИ

Ю.В. Самарянов,
к.т.н. (ОАО «РосНИТИ»)

U.V. Samaryanov,
Candidate of Science, (JSC RosNITI)

A HISTORY OF MANUFACTURING AND APPLICATION OF COILED TUBING IN RUSSIA

Первые работы по производству и применению длинномерных смотанных труб (ДСТ) (колтюбинга) в нефтегазовой отрасли были начаты в России в 1971 г. по инициативе директора «Особого конструкторского бюро бесштанговых насосов» (ОКБ БН) А.А. Богданова.

В то время в США такие трубы диаметром менее 40 мм применяли только для промывок скважин.

А.А. Богданов решил применить такие трубы диаметром больше 40 мм для добычи нефти в качестве насосно-компрессорной колонны с подвеской электрического центробежного насоса и полый безмуфтовой штанги.

Большую помощь в проведении этих работ оказывал главный инженер Главного технического управления Миннефтепрома СССР А.А. Джавадян.

Разработкой машин для этих целей в ОКБ БН занимались заведующий лабораторией Н.В. Долинин (руководитель работы), заведующий лабораторией В.В. Домогатский, главный конструктор Е.З. Нейтур, ведущие конструкторы М.А. Колотий, В.С. Кармазиков, Б.М. Гинзбург, С.П. Лебедев, К.В. Подгородников и др.

Разработку технологии производства длинномерных смотанных труб диаметром более 40 мм для этих машин в 1973 г. начал Уральский научно-исследовательский институт трубной промышленности (УралНИТИ), в настоящее время ОАО «РосНИТИ». Разработкой занимались заведующий лабораторией кандидат технических наук Ю.В. Самарянов (руководитель работы), старшие научные сотрудники И.П. Макаров, В.Н. Крюков, главный конструктор В.Н. Фомичев, ведущий конструктор И.Н. Дедков.

Были проведены исследования свойств стальных сварных труб после многократных циклических изгибов, так как при эксплуатации длинномерных смотанных насосно-компрессорных труб производят чередующиеся размотку и смотку их на барабан.

Испытанию на циклические изгибы были подвергнуты трубы печной сварки из сталей марок Ст2 и 19Г размером 42х3,5 мм вокруг оправки радиусом 1075 мм. Для обеспечения высокого качества сварного шва при выпуске труб в бунтах использовали стали с пониженным содержанием серы на кромках полосы. С целью повышения качества сварки для обдувки кромок полосы был применен кислород. После 100 циклов изгибов трубы выдерживали давление больше 40 МПа [1].

Для производства труб в бунтах в УралНИТИ была разработана и изготовлена высокоскоростная моталка для труб [2], которую смонтировали в линии стана непрерывной печной сварки труб на Челябинском трубопрокатном заводе (рис. 1). Установка обеспечивала захват переднего конца трубы в движении на скорости 5–10 м/с

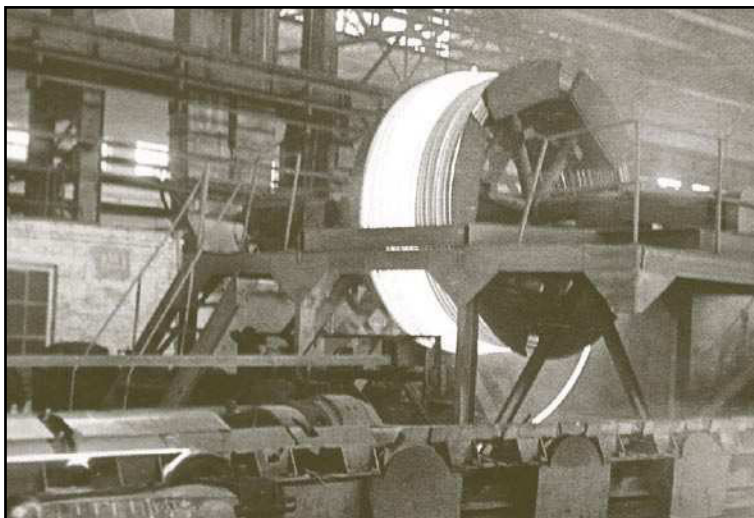


Рис. 1. Установка для смотки непрерывной горячей трубы на барабан
Fig. 1. Unit for spooling of continuous hot tubing onto a reel

The first manufacturing and application of coiled tubing in the oil and gas industry began in 1971 on initiative of A.A. Bogdanov, director of "Special design bureau of rodless pumps" (OKBBN).

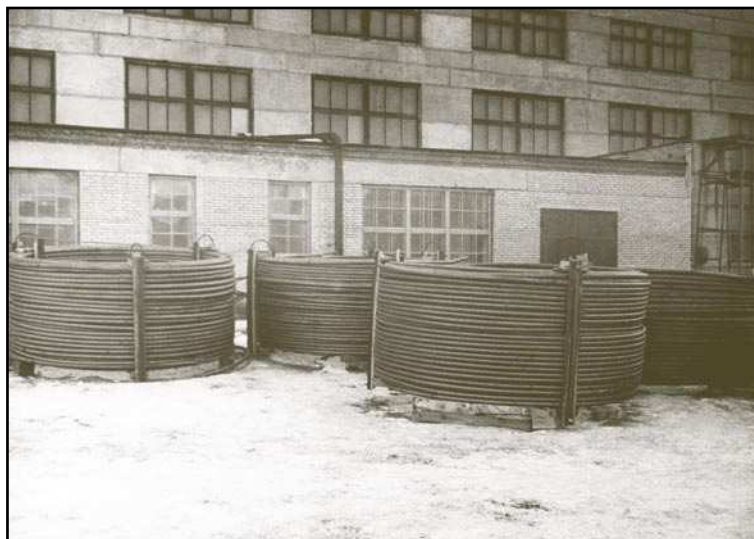


Рис. 2. Смотанные трубы
Fig. 2. Coiled tubing

At that time USA employed such tubing with O.D. less than 40 mm only for well flushing.

A.A. Bogdanov decided to use such tubing with O.D. bigger

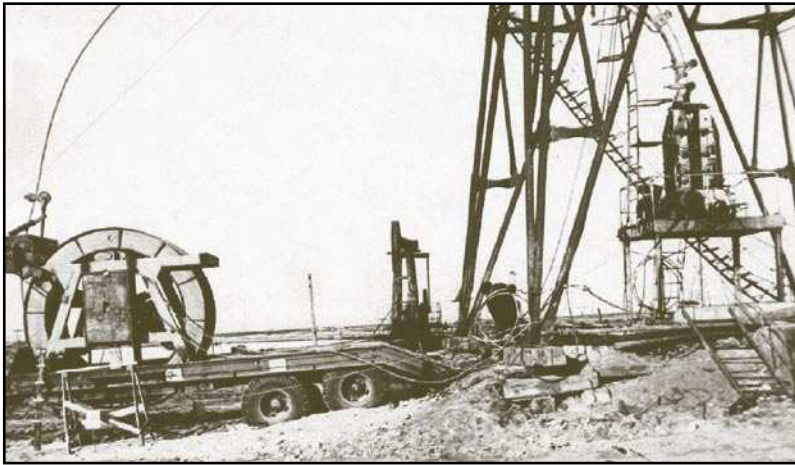


Рис. 3. Первый отечественный спускоподъемный агрегат АД-10 производит спуск в скважину трубы с ЭЦН

Fig.3. The first domestic unit for tripping operation ADP-10 runs tubing in hole with electric rotary pump

и упорядоченную укладку витков трубы на барабан [3]. На этой установке были выпущены смотанные трубы диаметром 33,5; 42; 48 и 60 мм (рис. 2).

Была сделана попытка использовать для изготовления длиномерных смотанных труб заготовку, полученную путем смотки труб на моталках цеха непрерывной печной сварки труб «6-25» Таганрогского металлургического завода (ТМЗ). Но от этого пути пришлось отказаться, так как трубы \varnothing 33,5 мм в бунтах ТМЗ были короткими (до 350 м) и размотка их была затруднительной, потому что укладка витков в них была неупорядоченной.

В связи с тем что длина трубы ограничена длиной рулона ленты, а качество поперечного шва при стыковке рулонов в потоке стана не всегда высокое, в УралНИТИ были разработаны установки для укрупнения рулона и укрупнения смотанных труб, очистки их от окалины, гидроиспытаний и ремонта [4].

При укрупнении рулонов ленты сварку поперечных стыков под углом 60° к продольной оси применили еще в 1973 г. (отчет УралНИТИ по теме 11/21-73 «Исследование и разработка технологии производства труб в бунтах для нефтедобывающей промышленности», Челябинск, 1973 г.). Американский патент № 4.863.091 выдан 05.09.1989 года.

В 1974 году ОКБ БН был выпущен первый в СССР спускоподъемный агрегат АД-10 для использования смотанных труб диаметром до 60 мм (рис. 3). На этом агрегате трубы диаметром 33,5 мм были применены для промывки песчаных пробок в ВПО «Азнефть» в 1975 году.

Трубы диаметрами 43 и 48 мм были использованы (1976 г.) с погружными центробежными электронасосами (рис. 3, 4), а также в качестве полых безмуфтовой штанги (рис. 5).

При применении обычных насосно-компрессорных труб кабель, питающий электродвигатель, крепится специальными зажимами к муфтам, соединяющим трубы. В связи с тяжелыми условиями работы для погружных электронасосов применяют специальный дорогостоящий бронированный кабель. Спуск в скважину колонны труб с кабелем связан с большими затратами труда, так как кабель необходимо крепить на каждой трубе. При опускании кабель часто повреждается при трении о стенки скважины. Кроме того, зажимы, смещаясь с места крепления, попадают в зазор между обсадной колонной и электронасосом, что может привести к заклиниванию электронасоса в скважине. Статистические данные по сбоям в работе электронасосов показывают, что значительная доля

than 40 mm for oil recovery as a production string with hanging up of electric centrifugal pump and empty flush-joint rod.

A great support to the activity was provided by Engineering manager of Central Technical Administration of MINNEFTEPROM of USSR A.A. Javadyan.

Chief of laboratory V.V. Domogatsky, chief engineer E.Z. Neytur, project engineers M.A. Kolotiy, V.S. Karmazikov, B.M. Ginzburg, S.P. Lebedev, K.V. Podgorodnikov and others were involved in equipment development for these purposes.

The development of manufacturing technology of coiled tubing with O.D. above 40 mm for the equipment was initiated by Ural Scientific-research institute of tubing industry (UralNITI) and at the present time PosNITI.

Chief of laboratory Candidate of Science U.V. Samaryanov – project leader, senior research officers I.P. Makarov, V.N. Krukov, chief engineer V.N. Formichev, project engineer I.N. Dedkov were involved in development of the equipment.

There were conducted researches of steel welded pipes properties after multiple cycle bending, as the operation of coiled tubing string involves coiling and uncoiling from the reel.

A grade St2 and 19G steel tubing, size 42x3.5mm, were subjected to a cycle test around mandrel with radius 1075 mm. In order to provide high quality of welded seams of coiled tubing, they used steel with reduced quantity of sulfur on strip edges. In order to improve quality of welding they employed oxygen. After 100 bending cycles the tubing was capable to withstand pressure over 20 MPa [1].

In order to produce coiled tubing, UralNITI designed and manufactured tubing spooling unit [2], this has been mounted as a part of welding mill at Cheliabinskiy tube works (fig.1).

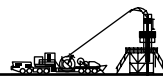
This unit captured tubing end as it was moving at a speed of



Рис. 4. Скважина оборудованная ЭЦН с непрерывной насосно-компрессорной колонной. Подвеска насоса на глубине 720 м
Fig.4. A well completed with electric rotary pump with continuous tubing. The pump setting depth is 720 meters

5–10 m/s, and provided for uniform tubing spooling onto the reel [3]. This mill manufactured tubing of the following O.D.s: 33.5, 42, 48 and 60 mm (fig.2).

There was an attempt to use semi finished parts for manufacturing of coiled tubing by means of spooling onto



этих сбоев обуславливается повреждением кабеля.

При использовании длинномерной трубы появляется возможность разместить кабель, питающий электронасос, внутри трубы. Это позволяет заменить дорогостоящий бронированный кабель обычными установочными проводами в полиэтиленовой изоляции. Заправка проводов в трубу производится заранее, что полностью исключает повреждение их в процессе спуска.

При испытаниях было произведено несколько подъемов и спусков трубы с ЭЦН. Испытания показали надежность и работоспособность трубы и основных узлов установки [5].

Длинномерная труба, используемая в качестве полой безмуфтовой штанги (рис. 5), является одновременно насосно-компрессорной трубой. Испытания показали, что в этом случае кроме повышения скорости спускоподъемных операций и значительного уменьшения расхода металла на насосно-компрессорные трубы и штангу увеличивается часовая производительность скважины и длительность межремонтного периода ее эксплуатации. Это объясняется большей скоростью движения жидкости в трубе вследствие меньших потерь напора в местах с резкими изменениями проходного сечения трубы, когда в ней находится штанга с муфтами, а также вследствие меньшего диаметра полой штанги. Большая скорость движения жидкости препятствует оседанию взвешенных в ней частиц и замедляет засорение трубы.

В ПО «Татнефть» новая установка УПД-10 с трубой диаметром 48 мм была применена для установки цементной пробки (рис. 6). Следует особо отметить, что первые отечественные спускоподъемные агрегаты АРД-10, УПД-10 работали со свободной петлей большого радиуса (рис. 4, 6) без натяжения трубы между барабаном и тяговым механизмом. Это обеспечивало меньшее количество изгибов трубы в пластической области деформации при ее спуске и подъеме и увеличивало ее ресурс по количеству спуско-подъемов.



Рис. 5. Скважина, оборудованная ШГН с полой безмуфтовой штангой (труба $\text{Ø}43 \times 3,5$ мм). Подвеска насоса на глубине 700 м

Fig. 5. A well completed with sucker-rod pump with hollow continuous rod (tubing O.D. 43x3.5 mm). The pump setting depth is 700 meters

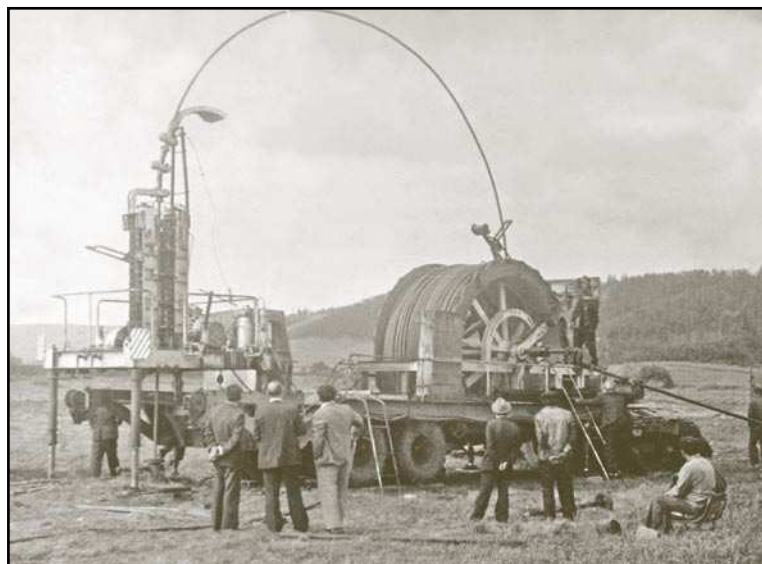


Рис. 6. Цементирование скважины в ПО «ТАТНЕФТЬ»

Fig. 6. Well cementing in Tatneft

the spooling unit of 6–25 tubing pieces of Taganrogski Metallurgical Plant make. But very soon they had to reject this way of manufacturing as coiled tubing with O.D. 33.5 mm was short (up to 350 m) and its uncoiling was rather difficult as the laying of tubing was not uniform.

As the tubing length is limited with the length of tape coil and quality of transverse weld is not always of high quality and UralNITI designed equipment to extend the roll and coiled tubing, descaling, hydraulic test and servicing [4].

In order to extend the roll of strip the welding of transverse welds at angle of 60° to longitudinal axis was employed in 1973 (report of UralNITI, topic 11/21-73 "Research and development of coiled tubing manufacturing technology for oil industry", Cheliabinsk, 1973). American patent No.4.863.091 issued 05.09.1989.

In 1974 OKB BN manufactured the first USSR tripping unit ARD-10 for coiled tubing operation with O.D. up to 60 mm (fig. 3). This unit operated 33.5 mm O.D. tubing for sand plug flushing for VPO AZNEFT in 1975.

Tubing with O.D.s 43 and 48 mm was employed (1976) with submersible rotary pumps (fig. 3, 4) as a hollow continuous rods (fig. 5).

For common tubing string a cable powering electric motor is being fixed with special clamps to tubing joints. Taking into consideration the conditions of submersible rotary pump operations they use special expensive armored cable. The running in well of tubing string with cable installed requires big labor expenditures, as the cable had to be fixed to any tubing part with special clamps. While running in the cable is often damaged by friction on well walls, besides, the clamps, moving get into the clearance between casing and electric pump. This could cause the motor to jam inside the well. The statistic data on faults in the electric motor operation shows that significant part of these faults is defined by cable damages.

In case of coiled tubing, there is an opportunity to locate the cable inside the tubing string. This allows to substitute expensive armored cable with common cable with polyethylene insulation. The cable is being installed inside tubing before the tripping, that excluded cable damages while tripping.

During testing there were performed several trips of tubing with electric rotary pump. The tests proved reliability and efficiency of tubing and main unit parts [5].

The tubing used as a hollow continuous rod (fig. 5) is at the same time a tubing string. The test proved that in this case besides time reduction for tripping and significant reduction of metal consumption for tubing string and a rod there is a significant well production increase and longer

В 1978 г. были разработаны первые технические условия – «Трубы насосно-компрессорные длинномерные в бунтах» ТУ 14-3-847-78.

В 1979 г. Центральным научно-исследовательским институтом черной металлургии (ЦНИИчермет) совместно с УралНИТИ разработаны технические условия ТУ 14-1-2699-79 «Сталь листовая горячекатаная в рулонах для производства длинномерных труб в бунтах».

В этом же году было разработано технологическое задание ТЛЗ 6.9-23-06-79 «Исходные данные по проектированию цеха производства длинномерных сварных насосно-компрессорных труб в бунтах» на основе новой технологии производства сварных редуцированных труб. Эту технологию должны были осуществить при строительстве нового цеха на Выксунском металлургическом заводе.

На основе конструкции моталки для труб, разработанной УралНИТИ, Всесоюзным научно-исследовательским институтом металлургического машиностроения (ВНИИметмаш) и Электростальским заводом тяжелого машиностроения (ЭЗТМ), была разработана и изготовлена моталка, которую установили в линии трубоэлектросварочного стана (ТЭСА) «20-102» Северского трубного завода (СевТЗ). С использованием этой моталки были получены сварные прокатанные в горячем состоянии смотанные трубы диаметром 57 мм.

Совместно с ВНИИСТ были проведены исследования и разработана технология сооружения метаноопроводов и других коммуникаций из длинномерных смотанных труб.

Трубы диаметром 57х3,5 мм из стали 20 были использованы для строительства метаноопроводов, напорных трубопроводов газлифтной эксплуатации и других трубопроводов при обустройстве месторождений. При этом затраты на строительство трубопроводов снизились в 10–12 раз.

На основании заявки Миннефтепрома на разработку смотанных труб с высокими механическими свойствами при условии работы в среде с содержанием сероводорода и углекислого газа (до 25 % каждого) ЦНИИчермет была разработана сталь 10 ГМФ (ТУ 14-1-5042-91), которая применяется в настоящее время при производстве смотанных труб.

Институтом «Газстроймашина» для укладки трубопроводов в труднопроходимых местах были разработаны трубоукладчики на базах вездехода «Ямал» и трактора Т-130.

В результате перестройки бюджетное финансирование этих работ было прекращено и переход к организации промышленного выпуска как машин, так и смотанных труб для них застопорился.

В настоящее время готовится выпуск машин для использования смотанных труб в Республике Беларусь (ФИД).

Смотанные трубы выпускает ОАО «УралЛуктрубмаш», но качество и сортамент их пока не удовлетворяют полностью требованиям российского рынка. Поэтому производство отечественных смотанных труб требует к себе повышенного внимания.

overhaul life. This is defined by higher speed of fluid flow inside the tubing as a result of head losses at points with drastic changes of cross-flow are, when there is a jointed rod installed, and as a result of smaller hollow rod O.D. The high speed of fluid flow prevents particles from settling and reduces tubing blockage.

PO TATNEFT employed new unit UPD-10 with 48 mm tubing O.D. for the first time for cement plug installation (fig. 6). One should mention that the first domestic units APD-10, UPD-10 were working with larger free loops (fig. 4, 6) with no tension between reel and pulling unit. This ensured less bending points for the tubing plastic yield while tripping and prolonged in-service life.

In 1978 there were developed the first specification for “Continuous tubing string” TU 14-3-847-78.

In the same year there was developed a requirements specification TLZ 6.9-23-06-79 “Basic data for designing of works for coiled tubing manufacturing” on a basis of technology of welded reduced pipes. This technology should be embedded at a construction of new works of Viksunki metallurgical plant.

On a basis of tubing spooling unit, designed by UralNITI, All-Union research institute of metallurgical mechanical engineering (VNIImetmash) and Elektrostalski works of heavy mechanical engineering (EZTM) there was developed and manufactured a spooling unit that was installed in pipe electric welding mill (TESA) “20-102” of Severski tubing Plant (SevTZ). With the help of the unit there were manufactured welded hot-rolled coiled tubing with 57 mm O.D.

A joint research and development of technology of pipelines and other communications from coiled tubing was conducted with VNIIST.

Tubing with O.D. 57х3.5 mm from steel grade 20 was employed for pipelines, pressure pipelines of gaslift operations and other pipelines for field completions. The cost of pipeline construction was reduced in 10–12 times.

On a basis of inquiry of Ministry of petroleum industry, for development of coiled tubing with high mechanical properties, for hydrogen sulphide and carbonic acid (up to 25 %) services CNIИchermet developed steel 10 GMF (TU 14-1-5024-91) that is being used now for coiled tubing manufacturing.

Institute Gazstroimashina developed pipe-laying machines on a basis of cross-country vehicle “Yamal” and tractor T-130 for pipe fitting in out-of-the-way place.

As a result of the reconstruction the budget funding of the projects and the mass production of the units and units for coiled tubing were stopped.

Republic of Belarus (company FID) prepares for manufacturing of units for coiled tubing operations.

The coiled tubing is manufactured by UralLUKtrubmash, but the quality and range of the products does not satisfy the requirements of Russian market. Thus, the manufacturing of domestic tubing requires attention.

Литература

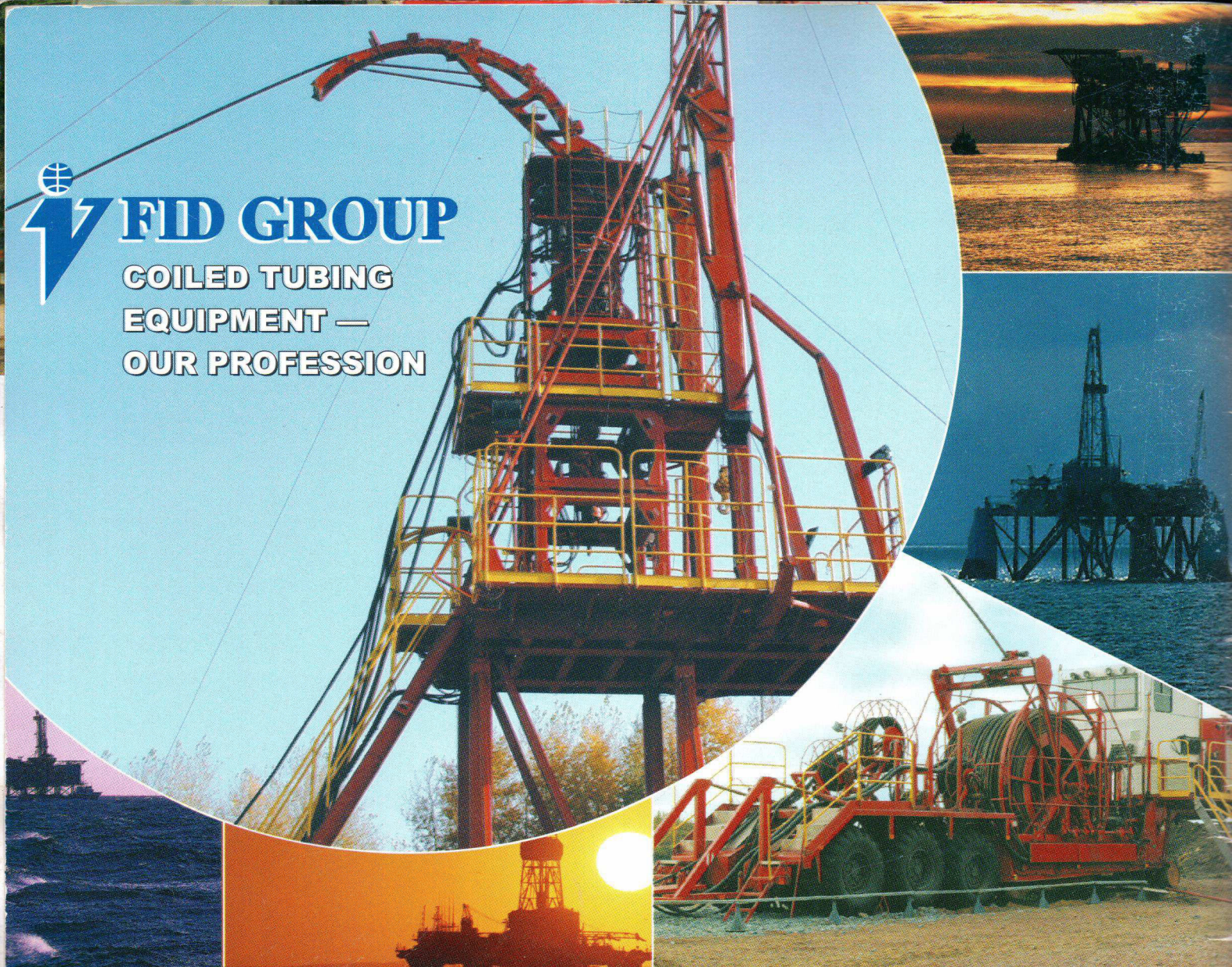
1. Сталь. – 1976 – № 7 – С. 639.
2. Авт. свид. № 457508 // Б.И. – 1975 – № 3 – С. 18.
3. Производство труб / Самарянов Ю.В., Макаров И.П., Крюков В.Н. и др. // Металлургия: Сб. МЧМ СССР – 1978 – № 4 – С. 55–57.
4. Производство длинномерных сварных труб в бунтах для нефтяной и газовой промышленности / Самарянов Ю.В., Макаров И.П., Богданов А.А., Долинин Н.В. // Металлургия: Сб. МЧМ СССР. – Производство труб. – М., 1981. – С. 41–43.
5. Трубы экономичных видов // Сб. МЧМ СССР. – М., 1982. – С. 52–54.

Bibliographic list

1. Steel. – 1976. – No.7. – P. 639.
2. Certificate of authorship No. 457508// B.I. – 1975. – No.3 – P. 18.
3. Tubing manufacturing / Samaryanov U.V., Makarov I.P., Krukov V.N. and others // Metallurgy: MCHM USSR. – 1978. – No.4. – P. 55–57
4. Tube manufacturing for oil and gas industry /Samaryanov U.V., Makarov I.P., Bogdanov A.A., Dolonin N.V.// Metallurgy: MCHM USSR. – Tube production. – M., – 1981. – P. 41–43.
5. Tubing of economical type // MCHM USSR. – M., 1982. – P. 52–54.



**COILED TUBING
EQUIPMENT —
OUR PROFESSION**



- Coiled Tubing Units
- Coiled Tubing Equipment Systems
- Offshore Coiled Tubing Equipment
- Blowout Preventer Equipment
- Injectors



**Management Quality System
certified for conformation to ISO 9001**

**Our contact information is as follows:
in Minsk, Belarus, 26, Rybalko Str., 220033,
tel. +375 17 207-89-33, fax 375 17 248-30-26,
e-mail: info@fidcoiledtubing.com, <http://www.fidcoiledtubing.com>**

in Moscow, Russia, tel. +7 095 124-63-10, fax +7 095 124-83-85, e-mail: info@fidcoiledtubing.com

in Houston, Texas, USA, tel. +713 894 16 67, e-mail: ronclarke@fidcoiledtubing.com