



Министерство энергетики Российской Федерации
Координационный центр по колтюбинговым технологиям
Некоммерческое партнерство
«ЦЕНТР РАЗВИТИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»

**СОДЕРЖАНИЕ
НОМЕРА:**

4 **Колтюбинг**
— новая жизнь
скважин

6 **Опыт**
эксплуатации
колтюбинговых
установок
в ОАО «Татнефть»

21 **Многоствольное**
бурение
на Аляске



Время колтюбинга

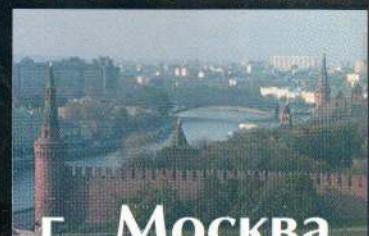
1
номер



НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО

«ЦЕНТР РАЗВИТИЯ
РДКТ»

КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»



г. Москва

IV

квартал

2002

года

семинар

КОЛТЮБИНГ В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ БУРЕНИИ

Заявки на участие принимаются:

e-mail: crkt@inbox.ru

тел./факс: (095) 921-98-04

Обращаться

к Концевой Ольге Леонидовне

Информационно-аналитический журнал
«ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА»
№ 1 (001), июнь, 2002 г.

Общая редакция
Елена Жук

Научная редакция
Василий Киршин,
Геннадий Шуригин

Литературная редакция
Лариса Каштанова

Перевод
Сергей Сухорученко

Дизайн обложки
Игорь Демковский

Реклама
Ирина Грудилович

Дизайн и верстка
Ольга Богаченко

Фото в номере
Владимир Чехута
Владимир Голубев
Владимир Емельянов

Журнал подготовили
к выпуску
Координационный центр
по колтюбинговым
технологиям
при Министерстве
энергетики РФ,
некоммерческое
партнерство
«Центр развития колтюбинговых
технологий»
(НП «ЦРКТ»).

Редакция
Тел.: (095) 921-98-04
Факс: (095) 288-27-49
E-mail: crkt@inbox.ru

Тираж: 250 экз.

Журнал распространяется
бесплатно для всех
нефтегазовых компаний
и профильных научных
инstitutov.

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

Редакция не всегда
разделяет мнение
авторов статей.

Журнал приглашает
к сотрудничеству
рекламодателей
и заинтересованных лиц.

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Вы держите в руках первый номер информационно-аналитического издания «Время колтюбинга», подготовленного коллективом ученых и специалистов.

Этот журнал — не первая попытка организовать конструктивное обсуждение особенностей столь многообещающей для ТЭК России технологии, основанной на использовании безмуфтовой длинномерной (гибкой) трубы — технологии колтюбинга (Coiled Tubing). Принимая эстафету сборников материалов I Всероссийской конференции по колтюбинговым технологиям (1998 г.), II Всероссийской научно-технической конференции по проблемам колтюбинга в нефтегазовом комплексе России, а также технологического приложения «Колтюбинг» к журналу «Нефть и капитал» (2001 г.), мы надеемся, что новое издание не разочарует заинтересованного читателя.

На этот раз упорядочить и продолжить информационно-издательскую деятельность в области развития колтюбинговых технологий решили Координационный центр по колтюбинговым технологиям при Министерстве энергетики РФ и некоммерческое партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий».

Мы вместе будем обращаться к отечественному и зарубежному опыту создания и внедрения колтюбинговых технологий, ориентируясь на информацию в большей степени научно-техническую и имеющую прикладной характер. Потребность в такой информации возникла давно, сегодня она сохраняется и даже увеличивается. Ведь технология колтюбинга, позволяющая решать с высокой эффективностью такие важные задачи, как повышение нефтеотдачи пластов, уменьшение затрат и времени на ремонт скважин, снижение себестоимости добычи в условиях значительных колебаний цен на нефть, в том числе мировых, до недавнего времени оставалась на задворках многих крупных российских изданий, освещавших актуальные вопросы ТЭК. Вместе с тем, недостаточная информированность специалистов в теоретических и практических вопросах технологии Coiled Tubing является одной из причин того, что в нефтегазовой промышленности России она еще не заняла достойное место.

На наш взгляд, технология колтюбинга заслуживает пристального внимания и изучения. Все, что связано с внедрением, и освоением технологии и сложного оборудования, подготовкой кадров, сервисом и многое другое — специализированная информация, адресованная читателям журнала «Время колтюбинга». Создать условия для дальнейшего взаимовыгодного сотрудничества нефтегазовых компаний, научных институтов, государственных учреждений в области развития технологии колтюбинга и, в первую очередь, расширения областей ее применения — задача нового издания.

Редакция.

Председатель
редакционного совета
Иван МАТЛАШОВ
Первый заместитель
Министра энергетики РФ

Зам. председателя
редакционного совета
Леонид ГРУЗДИЛОВИЧ
президент ФИД

Редакционный совет
Азат АХМЕТОВ
начальник УИиРС ООО
«Уренгойгазпром»

Владимир БЕЛОВ
зам. начальника отдела
Департамента нефтяной
и нефтегазовой промышлен-
ности Минэнерго РФ

Борис ВЫДРИК
зам. руководителя
Департамента нефтяной
и нефтегазовой промышлен-
ности Минэнерго РФ

Хаким ГУМЕРСКИЙ
президент ОАО РМНТК
«Нефтеотдача»

Сергей ИВАНЦОВ
директор
ООО «БелАСБИ»

Василий КИРШИН
главный технолог
Управления по бурению
ОАО «Газпром»

Елена ЛАПОТЕНТОВА
генеральный директор
ООО «Изобретатель ПЛЮС»

Сергей ЛЕБЕДЕВ
зам. директора по сервису
ООО «БелАСБИ»

Виталий ЛЕСНИЧИЙ
зам. начальника
Главного Управления
ОАО НК «ЛУКойл»

Иван ПИРЧ
директор УП «Новинка»

Александр РЯБОКОНЬ
зам. начальника
Управления науки, новой
техники и экологии
ОАО «Газпром»

Сергей РЯБОКОНЬ
генеральный директор
ОАО НПО «Бурение»

Георгий ТОПУРИДЗЕ
помощник Министра
энергетики РФ

Алмас ХАМИДУЛЛИН
директор Актюбинского
УКК и ПМ,
ОАО «Татнефть»

Фарит ШАРИФУЛЛИН
директор НП «ЦРКТ»

СОДЕРЖАНИЕ



Слово профи

4

Технологии

6

и оборудование

Колтюбинг — новая жизнь скважин

Американские начинают,
белорусские выигрывают

Опыт эксплуатации колтюбинговых
агрегатов группы предприятий ФИД

Опыт ООО «Уренгойгазпром» в эксплуатации, обслуживании и ремонте колтюбинговых установок

Технологии

от «Сургутнефтегаза»

Лидер по промышленному применению
колтюбинга в СНГ делится опытом
проведения ремонтно-изоляционных
работ в горизонтальных стволах скважин

Для промывки нефтеуборочных коллекторов «Нижневартовск» выбирает колтюбинг

О лизинге в подробностях

Многоствольное колтюбинговое бурение обеспечивает доступ к миллиардам баррелей нефти

Новое нефтегазовое оборудование Baker Hughes INTEQ Операции по колтюбинговому бурению Сoil Trak в Омане и на Аляске

Менее трех лет сотрудничества — более тысячи скважино-ремонтов Взгляд специалистов сервисной службы. Вопросы и ответы

Аляска

Первые документальные упоминания
о нефтяных месторождениях на Аляске
можно найти в русских источниках

Все начиналось так

Экономика и право

19

За рубежом

21

Сервисная служба

25

История

29

Однажды на скважине

31



В добный путь, «Время колтюбинга»

И. МАТЛАШОВ,
Первый заместитель
Министра энергетики
Российской Федерации

21/01/—

«Перспективы добычи нефти в России будут определяться в основном следующими факторами — уровнем мировых цен на топливо, налоговыми условиями и научно-техническими достижениями в разведке и разработке месторождений, а также качеством разведенной сырьевой базы».

(Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 года)

Развитие нефтегазовой отрасли является одним из приоритетных направлений российской экономики. Она обеспечивает свыше 35% доходов страны. Нефтегазовый комплекс России — один из крупнейших в мире, заключающий в себе 11–13% мировых запасов нефти и 25%

газа. Сегодня 66% нефти и 91% газа Россия получает из недр Западной Сибири, месторождения которой разрабатываются с начала 60-х годов. К сожалению, в настоящее время большинство месторождений Западной Сибири вышли на позднюю стадию разработки с падающей добычей. Средний суточный дебит скважин составляет сегодня около 8 т в сутки. Более 90% добычи ведется вторичными методами, то есть с использованием различных технологий повышения нефтеотдачи пластов. Доля трудноизвлекаемых запасов в России, как и во всем мире, растет. Однако при эксплуатации малодебитных скважин и при вводе в разработку бездействующих скважин российские нефтяники, в отличие от зарубежных, не имеют никаких налоговых льгот. Между тем, разработка скважин с дебитом менее 5 т в сутки вообще не рентабельна. Именно по этой причине доля таких скважин в общем объеме добычи нефти крайне мала. Так, если в ведущих нефтяных компаниях России из скважин с дебитом до 5 т в сутки добываются всего 15% нефти, то в Канаде на долю скважин с суточной добычей менее 2 т приходятся 30% извлекаемой нефти, в США — 40%.

Известно, что к разработке готовятся месторождения Сахалина, Тимано-Печоры и российской части Каспия. Только разведанные запасы — 190 месторождений углеводородного сырья Тимано-Печорской

провинции — близки к 2 млрд тонн нефти, а неразведанные, включая Баренцево море, существенно превысят этот потенциал не только по запасам нефти, но и газа. Однако разработка этих месторождений, а также месторождений Восточной Сибири потребует колоссальных инвестиций.

Поэтому Западная Сибирь в ближайшие 20 лет будет оставаться основным топливно-энергетическим оплотом Российской Федерации. Увеличивать добычу в этом регионе трудно, а поддерживать можно еще долгие годы. Продукция предприятий региона обеспечивает получение значительной части валютной выручки России и поступлений в федеральный бюджет.

Одним из непременных условий достижения стабилизации и развития добычи нефти является дальнейшее внедрение в производство передовых технологий, разработка новых методов повышения нефтеотдачи пластов, а также комплексных технологий освоения трудноизвлекаемых запасов. За последние годы для этого были разработаны и испытаны более 30 эффективных технологий. Из них широкое применение для повышения нефтеотдачи нашли новые способы бурения на депрессии, технология гидроразрыва пласта, выполнение обслуживания скважин без их глушения. Во всех этих технологиях может эффективно использоваться колтюбинг. В этом смысле выбор его в качестве основной тематики нового журнала не случаен.

Изучение рынка, участие в международных выставках побудило нас начать новые разработки, ориентированные по эколо-

гическим и эксплуатационным требованиям на достижение и превышение мирового уровня. Первое колтюбинговое оборудование было разработано в Беларусь, традиционно считавшейся регионом, не столь богатым сырьевыми ресурсами и, вследствие этого, вынужденным развивать свой научный опыт в области ресурсосбережения.

Установки, созданные российско-белорусской группой компаний ФИД, уже зарекомендовали себя в работе на газовых и нефтяных промыслах Российского Севера, на Кубани, в Поволжье и Сибири (в ОАО «Газпром», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО НК «ЛУКОЙЛ», ОАО «Татнефть»).

Помочь российским нефтяным компаниям сориентироваться в сложных условиях на рынке новых технологий и оборудования, выбрать для себя эффективные направления развития — задача этого журнала. Комплексный характер обсуждения, участие в нем ученых и специалистов-профессионалов, работающих в нефтегазовых и сервисных компаниях, университетах, научно-исследовательских институтах позволит рассмотреть широкий спектр вопросов: от технических проблем эксплуатации оборудования до вопросов стратегического планирования развития ТЭК нашей страны и интеграции производств союзного государства России и Беларусь.

Желаю коллективу редакции нового журнала творческих успехов, а его читателям — большого объема полезной информации, которая поможет нефтяникам и газовикам в их многотрудном деле добычи углеводородного сырья.



КОЛТЮБИНГ - НОВАЯ ЖИЗНЬ СКВАЖИН

Интенсивная разработка месторождений нефти и газа приводит к непрерывному ухудшению структуры запасов углеводородного сырья. Одним из основных направлений деятельности добывающих компаний является работа с фондом проставляющих скважин. ОАО «Сургутнефтегаз», третья по величине нефтедобывающая компания России, стремится к внедрению на своих месторождениях новых, высокоэффективных технологий. В середине 90-х го-

дов была освоена технология капитального ремонта скважин с применением установок «гибкая труба».

Мы предлагаем вашему вниманию интервью с кандидатом технических наук Леонардом Михайловичем Кочетковым, начальником Сургутского управления по повышению нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин, в котором 70–80% ремонтных работ производится с использованием колтюбинговых технологий.



Леонард Михайлович КОЧЕТКОВ,
начальник Сургутского управления по повышению нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин, ОАО «Сургутнефтегаз»

— Леонард Михайлович, расскажите, пожалуйста, о развитии Управления, находящегося в вашем ведении, в контексте развития технологии ремонта скважин с применением установок «гибкая труба».

— Работы по ремонту скважин с применением установки «гибкая труба» в ОАО «Сургутнефтегаз» были начаты в 1994 г. на Федоровском месторождении. Первая установка была закуплена у фирмы Stewart & Stevenson и на протяжении двух лет применялась для ликвидации гидратно-парафиновых пробок. Другие виды работ до мая 1996 года не проводились по двум причинам. Во-первых, нарабатывался опыт обращения с установкой, велось обучение персонала, во-вторых, отсутствовал подходящий насосный агрегат. Дальнейшие закупки установок «гибкая труба» производились в комплексе с насосно-компрессорным агрегатом.

Исходя из опыта эксплуатации первой установки «гибкая труба», показавшего ее высокую эффективность при проведении капитального ремонта скважин, ОАО «Сургутнефтегаз» закупило у фирмы «Hydra Rig» три установки «гибкая труба» в 1996 году и пять в 1997 году. Только с мая по ноябрь прошлого года мы создали шесть новых бригад по ремонту скважин с установками «гибкая труба».

С 1998 года ранее закупленные насосно-компрессорные агрегаты бригад по ремонту скважин с установкой «гибкая труба» были оборудованы автономными нагревателями рабочей жидкости для ликвидации гидратно-парафиновых отложений, а вновь закупленные комплексы изначально имеют нагревательные котлы, что позволило снизить затраты на применение паро-передвижных установок. Приобретение барабанов с геофизическим кабелем внутри трубы позволило существенно расширить возможности установок «гибкая труба».

На сегодняшний день в Управлении насчитывается сорок две бригады капитального ремонта, из них 22 с установкой «гибкая труба». Все они полностью укомплектованы и оснащены необходимыми техническими средствами.

— Насколько изменяется трудоемкость ремонта скважин с применением установок «гибкая труба» по сравнению с традиционными методами?

— Преимущества технологии колтюбинга бесспорны: раньше, при использовании традиционной технологии, бригада выполняла два-три ремонта в месяц, сейчас — от восьми до двенадцати, и не подземных ремонтов, а капитальных. Причем, в этом перечне могут быть уникальные операции по освоению, исследованию горизонтальных скважин и горизонтальных участ-



ков скважин с боковыми стволами. Это очень серьезные и ответственные работы. В восьмидесятых годах мы и сами не могли даже предположить, насколько все изменится в недалеком будущем. За период применения установок «гибкая труба» выполнено 4240 ремонтов скважин.

— Номенклатура ремонтов также значительно изменилась?

— Конечно. Раньше и ремонтов таких не было как сейчас. Например, в 2001 году на некоторых скважинах проведены работы по селективной изоляции газо- и водопропускных и гидромеханической резке НКТ. Продолжаются работы по исследованию скважин с горизонтальным участком ствола. В мире вторые стволы и многоствольные скважины бурятся с использованием установок «непрерывная труба», так что мы к этому идем.

С 2000 г. ОАО «Сургутнефтегаз» ведет работы по зарезке вторых стволов для получения дополнительной добычи нефти из бездействующего фонда скважин. После зарезки боковых стволов с горизонтальными участками с помощью установки «гибкая труба» проводится комплекс мероприятий по освоению скважин, геофизическим исследованиям, дополнительной перфорации, ремонтно-изоляционным работам.

— То есть, вы идете в ногу с мировыми веяниями?

— Да, стараемся не отставать. В нашем акционерном обществе начаты работы по строительству многоствольных скважин 3-го уровня сложности. Одним из перспективных направлений использования колтюбинных установок является установка надуваемых пакеров за колонной хвостовика, а также отсечение подошвенных вод мостовыми пробками и установка оборудования, связанного со строительством скважины и ее последующим вводом в эксплуатацию (установка отклонителей для захода в выбранный ствол скважины).

Планируется также проведение работ по восстановлению циркуляции в скважинах,

оборудованных ШГН, с применением гибкой трубы, диаметром 19 мм.

— Расскажите, пожалуйста, с кем вы сотрудничаете, кто помогает в нелегком деле проведения капитальных ремонтов?

Мы стараемся сотрудничать с отечественными заводами, институтами, занимающимися разработкой и изготовлением скважинного оборудования и инструмента для установок «гибкая труба». Размещая заказы для изготовления запасных частей и инструмента на отечественных предприятиях, акционерное общество решает две задачи: уменьшение затрат на ремонт скважины и поддержка отечественного производителя.

Так, совместно со специалистами ОАО «УралЛУКтрубмаш» (г. Челябинск) в 2001 г. проведены промысловые испытания отечественной гибкой трубы. В недалеком будущем, после устранения всех замечаний, выявленных в ходе испытаний, планируется полный переход на гибкую трубу отечественного производства. Внедрение отечественной трубы позволит ОАО «Сургутнефтегаз» снизить затраты на ее приобретение в 2 раза.

В марте-апреле 2001 г. на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» были проведены испытания скважинного оборудования малого диаметра, поставляемого НПО «Бурение» (г. Краснодар). Результаты испытаний показали высокое качество и надежность инструмента, цена которого в несколько раз ниже цены зарубежных аналогов.

НПП «Буринтех» (г. Уфа) наладило выпуск и производит поставки инструмента малого диаметра для бурения в скважинах установками «гибкая труба».

Развиваем сотрудничество с предприятиями Белорусского фонда развития и поддержки изобретательства и рационализации в области изготовления запасных частей и ремонта оборудования установок «гибкая труба».

— Кстати, вы недавно ездили в Беларусь. Для чего?

Минчане вышли на руководство «Сургутнефтегаза»



Колтюбинная установка ФИД М1001 на скважине в Сургуте

с предложением организовать непосредственно здесь, на месте, сервисное обслуживание и ремонт навесного оборудования установок по гидроразрыву пластов и «гибких труб». В настоящее время мы пользуемся запасными частями импортного производства, что накладно и дорого. Долго приходится ждать поставок, от полутора до девяти месяцев. А из Беларуси заказанные узлы придут всего за две недели, что уже и практикой подтверждалось.

— У вас работают белорусские установки?

Минчане произвели для нас капитальный ремонт подъемника «гибкая труба», смонтировав верхнее навесное оборудование импортного производства на шасси тягача МЗКТ, а также поставили «малютку», как мы ее называем, — установку М10.01, работающую с трубой меньшего диаметра и меньшей длины. Обе эти установки нас вполне устраивают.

Помимо всего прочего, минчане ведут сборку установки «гибкая труба» собственного производства для АНК «Башнефть», предназначенной для бурения боковых стволов. По всей видимости, летом в Республике Башкортостан пройдут испытания этой установки. Нам следует обязательно посмотреть ее в деле.

Ознакомившись с возмож-

ностями заводчан, мы пришли к выводу, что потенциал наших белорусских коллег достаточно высок и с ними можно иметь дело.

— В командировку вы ездили по поручению первого заместителя генерального директора «Сургутнефтегаза» А.С. Нуриева. Что по возвращении доложили ему?

— То, что белорусы работают в нужном для нас направлении. Окончательное решение о сотрудничестве будет принято руководством акционерного общества. Пока готовятся экономические выкладки и расчеты, которые подтвердили бы целесообразность нашего сотрудничества.

— Леонард Михайлович, вам, кандидату технических наук, наверное, просто было общаться с машиностроителями?

— Во всяком случае, не трудно. Я хорошо понимаю их язык (технический, а не белорусский), ведь сам немало проработал в нашем ЦБПО по прокату и ремонту электропогружных установок, а это тот же завод, только масштабом поменьше. Нередко бывал в командировках на крупных заводах страны, да и в зарубежных поездках приходилось посещать машиностроительные заводы. В общем, с практикой машиностроения я знаком не понарошку.

Беседу вели Е. Жук.



АМЕРИКАНСКИЕ начинают, БЕЛОРУССКИЕ выигрывают

Опыт эксплуатации колтюбинговых агрегатов группы предприятий ФИД

Алмас Хамидуллин, ОАО «Татнефть», Актюбинское УКК и ПМ



Уже первый опыт эксплуатации установок «гибкая труба» при ремонте скважин в ОАО «Татнефть» около трех лет назад показал высокую эффективность колтюбинговых технологий. Их преимущества следующие: по сравнению с традиционным капитальным ремонтом продолжительность операций по обработке призабойной зоны пласта сокращена в 3–4 раза и составляет не более 48 часов, за короткое время на скважине можно «сработать» несколько технологий, и общее время пребывания в ремонте уменьшилось в 5–7 раз.

До 2001 года на скважинах «Татнефти» работали установки исключительно американского производства. И пока не потребовалось наращивать объемы ремонта скважин, используя колтюбинговые технологии, эти поставщики оборудования нас полностью устраивали.

Ведь с первых дней эксплуатации новых установок «гибкая труба» они работали с максимальной производительностью, при этом была решена задача повышения эффективности очистки призабойной зоны пласта. Так, за небольшой для опытного оборудования период времени было освоено 12 технологий, в том числе промывка и обработка ствола в горизонтальных скважинах. Аналогичные работы проводились в НГДУ «Альметьевенефть», «Азнакаевскнефть», «Джалильнефть», «Лениногорскнефть», «Заинскнефть», «Иркеннефть».

Однако резкое увеличение объемов КРС и расширение зоны обслуживания скважин потребовали увеличения парка установок «гибкая труба». Изучив рынок производства колтюбингового оборудования, ведущие специалисты отдела ремонта ОАО «Татнефть», Актюбинского Управления канатно-контейнерных и пакерных методов выбрали колтюбинговые агрегаты М10А группы предприятий ФИД Республики Беларусь.

Установки М10А по основным характеристикам не уступают аналогичным образцам техники производства известнейших фирм

США и Канады, выполняют одни и те же технологические операции, но имеют умеренный ценовой уровень по сравнению с ними.

Перед оформлением договора на поставку оборудования М10А нами были проведены консультационные переговоры с конструкторами для согласования и утверждения требований к установкам с учетом опыта испытаний и эксплуатации всех модификаций колтюбингового оборудования (в том числе установок М10А в ОАО «Газпром»), производимого группой предприятий ФИД.

Для устранения некоторых конструктивных недостатков инженеры ОАО «Татнефть» попросили разработчиков усовершенствовать гидравлическую систему. Сразу же было решено отказаться от отечественных гидроаппаратов и укомплектовать установку оборудованием импортного производства. Следует также отметить, что только на установках, изготовленных для ОАО «Татнефть», установлены импортные гидронасосы, гидромоторы фирмы «Rexrot» — Германия.

Иными словами, установки М10А были изготовлены по специальному техническому заданию специалистов

Сравнительные характеристики колтюбинговых установок

Тип установки (производство)	Тяговое усилие инжектора, кгс	Скорость подачи трубы, м/мин	Диаметр гибкой трубы, мм	Шасси	Температурный режим эксплуатации	Общая масса, кг
M10A (ФИД)	12000	80	38,1	Спец. МАЗ	От +40° До -40°	34000
«Стюарт и Стивенсон»	18000	61	38,1	Тягач-полуприцеп	-/-	42000
«Хайдра-Риг»	20000	60	38,1	-/-	-/-	56000

ОАО «Татнефть», в котором были учтены выявленные недостатки за период эксплуатации их в условиях Западной Сибири (ООО «Ямбурггаздобыча», ООО «Уренгойгазпром») и имеющийся собственный опыт эксплуатации колтюбинговых агрегатов производства США.

Для сравнения установок отечественных и американских изготовителей можно привести следующие основные эксплуатационные характеристики:

Установки М10А в количестве двух единиц мы получили в конце апреля 2001 года. В течение следующего месяца совместно со специалистами фирмы-изготовителя произвели сборку, пусконаладку установок, обучение персонала и испытание на скважине в работе. После этого, начиная с июня месяца, в очень короткие сроки для освоения колтюбинговых установок, они начали наравне с импортными ремонтировать скважины.

За период с июня по март 2002 года включительно — за 10 месяцев — установками М10А было отремонтировано 185 скважин, т.е. темпы работ сопоставимы с аналогичными установками производства США.

Конечно же, все новое требует совершенства и доработки. Однако постоянное общение с ведущими специалистами ФИД и относительно близкое по сравнению с США расположение изготовителя позволяло быстро и оперативно решать вопросы обеспечения запасными частями, устранения возможных неполадок во время работы. К тому же, со стороны изготовителя чувствовалось постоянное стремление к расширению сотрудничества по усовершенствованию оборудования, рассмотрению замечаний, рекомендаций и предложений.

Испытания, подтвердившие высокую работоспособность установок в зимний период, позволили сделать окончательное заключение о надежности работы установок М10А в условиях ОАО «Татнефть».

Колтюбинговая установка ФИД М10А



Колтюбинговая установка Hydra Rig



Колтюбинговая установка Stewart & Stevenson



ОПЫТ

ООО «УРЕНГОЙГАЗПРОМ» В ЭКСПЛУАТАЦИИ, ОБСЛУЖИВАНИИ И РЕМОНТЕ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

Дмитрий КУЗЬМЕНКО,

Управление интенсификации
и ремонта скважин ООО «Уренгойгазпром»

В мае 1999 г. на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении Управлением интенсификации и ремонта скважин ООО «Уренгойгазпром» совместно с ФИД Республики Беларусь проведены промысловые испытания первой экспериментальной колтюбинговой установки типа РАНТ10.01. Успешное завершение промысловых испытаний позволило УИРС ООО «Уренгойгазпром» начать опытно-промышленную эксплуатацию первой

колтюбинговой установки РАНТ10.01 производства ФИД Республики Беларусь с безмуфтовой длинномерной трубой (в дальнейшем изложении – БДТ) производства «УралЛУКтрубмаш». ФИД Республики Беларусь на основе полученного опыта разработал и начал серийное производство установок нового поколения типа ОРТК-М10 и ОРТК-М20.

В настоящее время в Управлении эксплуатируется экспериментальная колтю-

бинговая установка типа РАНТ-10.01 и установка ОРТК-М10, укомплектованная БДТ диаметром 33,5 мм и длиной 1600 м. Кроме этого – три установки ОРТК-М10, укомплектованые БДТ диаметром 38,1 мм, длиной 1600 м, и установка ОРТК-М20, укомплектованная БДТ диаметром 38,1 мм, длиной 3500 м. Безмуфтовая длинномерная труба, установленная на вышеперечисленных установках производства «УралЛУКтрубмаш», изготовлена из стали 10ГМФ.

На скважинах Уренгойского НГКМ производятся следующие технологические операции колтюбинговыми установками в комплексе с насосным агрегатом типа ЦА-320 или плунжерным насосным агрегатом Н-200К:

- промывка песчаных пробок, в том числе восстановление забоя и промывка компоновки забойного фильтра ФСК-114 с применением гидромониторных насадок;

- восстановление забоя с применением винтового забойного двигателя Д1-54 и Д-48;

- растяжение гидратно-парафиновых и гидратно-ледяных пробок;

- изоляционные работы, в том числе с закреплением призабойной зоны пласта цементными и водоизоляционными составами;

- освоение подачей газа с ПАВ и ступенчатым допуском БДТ.

На сегодняшний день колтюбинговыми установками произведено более 300 спуско-подъемных опера-

ций, при этом максимальная глубина СПО достигала 2950 м, максимальное внутреннее гидравлическое давление в БДТ – 20 МПа, а величина максимального наружного (скважинного) давления – 16,5 МПа.

Работниками управления был разработан ряд конструкций узлов и устройств, необходимых при эксплуатации колтюбинговых установок:

- обратный клапан створчатой конструкции для компоновки низа безмуфтовой длинномерной трубы и для манипульда подвода, позволяющий применять при технологических операциях вязкие водоизоляционные составы;

- комплект гидромониторных насадок, необходимый при проведении различных технологических операций;

- равнопроходной узел присоединения БДТ и КНБДТ, позволяющий использовать при технологических операциях винтовой забойный двигатель;

- устройство с гидроприводом (автоворотом) для сматывания-наматывания трубы с ремонтного или нового барабана на барабан колтюбинга при ремонте или замене БДТ.

Гидропривод автоворота подключается к гидросистеме колтюбинговой установки в линию привода инжектора. Вращающийся момент от гидромотора типа МН-250 через трехступенчатый редуктор и цепную передачу передается на вал барабана автоворота. Процессом сматывания-наматывания БДТ с колтюбинга на автоворот и об-



Кабина колтюбинговой установки ФИД

Технологии и оборудование

32

ратно управляет бурильщик из кабины управления колтюбинговой установки.

Исходя из двухлетнего опыта эксплуатации колтюбинговых установок, специалистами УИРС разрабатывается периодичность профилактических мероприятий (обслуживание установок и БДТ) для предотвращения отказов и сокращения времени восстановления работоспособности агрегатов. Наиболее продолжительное время при восстановлении работоспособности агрегата занимает ремонт БДТ, поэтому контролю за техническим состоянием БДТ уделяется особое внимание.

Разрушение БДТ происходит от усталостного износа трубы. Главные причины возникновения усталостного износа — воздействие циклических изгибающих нагрузок и внутреннего давления на металл труб в диапазоне пластических деформаций. Под куммулятивным воздействием усталостных нагрузок изменяется положение атомов в кристаллической решетке металла, что приводит к появлению микротрещин в металле труб. С увеличением числа циклов изгиба и времени действия давления происходит дальнейшее распространение микротрещин до тех пор, пока объем неповрежденного металла в стенке БДТ становится недостаточным, чтобы выдержать действующие на трубу нагрузки. На практике предел службы БДТ определяется сопротивлением тела трубы внутреннему давлению и изменением наружного диаметра, а также величиной овальности. Срок службы БДТ также зависит от наличия каких-либо повреждений и нарушений на поверхности трубы и контактного давления на трубу, что определяется техническим состоянием колодок инжектора и роликов направляющей дуги. Поэтому при ежесменном техническом обслуживании данным узлам необходимо уделять особое внимание.

В таблице приведены виды и периодичность тех-

Периодичность и виды технического обслуживания

Наименование	Обозначение	Периодичность	
		Моточасы, ч	Пробег БДТ, м
Ежесменное техническое обслуживание	EO		Ежесменно, перед началом смены
Техническое обслуживание № 1	TO-1	100	8400
Техническое обслуживание № 2	TO-2	300	25000
Сезонное техническое обслуживание	CO		CO проводится в объеме TO-2, но дополнительно производят замену масел (моторных, трансмиссионных, гидравлических) и фильтров

Примечания:

1. Работы по техническому обслуживанию установки производятся составом вахты перед началом смены в объеме руководства по эксплуатации М 10.00.00.000 РЭ и руководства по эксплуатации «Трубы стальные сварные длинномерные в бунтах».

2. При совпадении сроков проведения ТО-2 и СО проводится сезонное техническое обслуживание.

3. Перед проведением спуско-подъемной операции производится опрессовка БДТ в комплекте с КНБДТ давлением, на 10% превышающим ожидаемое рабочее давление в гибкой трубе.

4. Совместно с ТО-2 для контроля технического состояния БДТ проводятся следующие мероприятия:

- перед проведением СПО производится опрессовка БДТ давлением 21 МПа с выдержкой в течение 3 мин. (падение давления не допускается);

- при пробеге БДТ свыше 100000 м, в процессе работы через каждые 150 м замеряется максимальный диаметр трубы и определяется степень овальности. Отечественные и зарубежные изготовители БДТ рекомендуют производить отбраковку трубы по следующим предельным фактограм:

- максимальный диаметр БДТ более 1,06 от номинального диаметра;

- минимальный диаметр БДТ менее 0,96 от номинального диаметра;

нического обслуживания колтюбинговой установки.

Следует отметить, что по-прежнему остается нерешенным вопрос расширения компоновки рабочего инструмента для низа БДТ и узла присоединения инструмента к БДТ. Имеющийся рабочий инструмент и узел присоединения не позволяет увеличить виды и объемы технологических операций, ко-

торые можно выполнять с применением БДТ. В насто- ящее время УИРС совместно с ОАО НПО «Бурение» (г. Краснодар) разрабатывает инструменты для компоновки низа БДТ, аварийный инструмент для ликвидации аварий с БДТ.

Несмотря на наличие вышеперечисленных проблем, двухлетний опыт эксплуатации колтюбинговых устано-

- максимальная овальность 10%.
5. Замену БДТ, длиной 1600 м, на колтюбинговой установке производим при пробеге трубы более 130000 м, что соответствует 50–55 СПО.

Замену сменного элемента устьевого герметизатора производим через каждые 20000 м пробега БДТ.

Для увеличения перечня технологических операций и повышения надежности техники безопасности предприятия-производители колтюбингового оборудования ФИД Республики Беларусь, в частности установок типа ОРТК-М10, ОРТК-М20, стараются решить следующие задачи:

- разработать и включить в перечень базовой поставки рабочую площадки с лестницами для обслуживания инжектора, блока превенторов и трубоукладчика;

- разработать и включить в перечень базовой поставки систему, контролирующую и регистрирующую техническое состояние БДТ;

- устранить причины отказов системы контрольно-регистрирующей СКР-1;

- включить в руководство по эксплуатации М 10.00.00.000 РЭ копии документов (лицензии, свидетельства, сертификаты, разрешения), разрешающих проектирование, изготовление и эксплуатацию колтюбинговых установок;

- дополнить руководство по эксплуатации М 10.00.00.000 РЭ перечнем с чертежами быстроизнашивающихся запасных частей.

вок производства ФИД Республики Беларусь, собранных из комплектующих, изготовленных предприятиями СНГ, показал, что по видам и объемам выполняемых технологических операций они не уступают зарубежным колтюбинговым установкам данного класса. При этом затраты на их приобретение, обслуживание и ремонт значительно ниже.





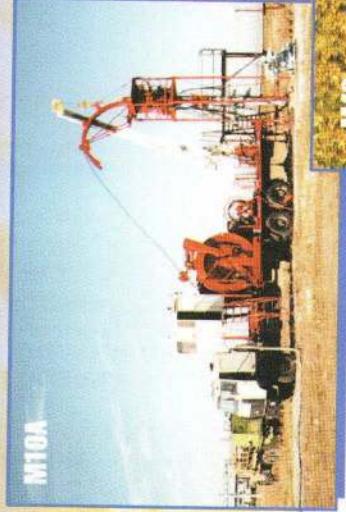
ГРУППА КОМПАНИЙ ФИД

ГРУППА КОМПАНИЙ ФИД – это предприятие Республики Беларусь и Российской Федерации, которые ориентируются на развитие передовых научно-технических технологий, ведут конструкторские разработки, создают опытные образцы и выпускают серийные установки.

Одним из основных направлений деятельности Фида являются разработка, производство и внедрение колтобинного оборудования в нефте- и газодобывающую отрасли.



M1001



M10A

M2001



MB40



M20

Установки серии М10 и М20 предназначены для проведения технологических работ. Они различаются техническими характеристиками, базовыми шасси, максимальной глубиной проведения технологических операций и т.д. Это оборудование может работать на скважинах всех типов: условно-вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных и выполнять такие операции, как:

- ликвидация отложений парафина, гидратных и песчаных пробок в НКТ;
- обработка призабойной зоны, подача технологических растворов, специальных жидкостей, в том числе щелочных и кислотных растворов и газов;
- спуск в скважину оборудования для проведения геофизических исследований;
- установка цементных мостов;
- выполнение работ по изоляции пластов и еще около 50 операций.

Установки серии МБ40 предназначены для заканчивания операции бурения скважин, забуривания вторых стволов, наклонного и горизонтального бурения при отрицательном перепаде давления в системе скважина – пласт. Их также можно использовать для проведения технологических и ремонтно-восстановительных работ.

Кроме того, колтобинное оборудование позволяет:

- использовать установку для работы в действующих скважинах;
- обеспечить экологическую безопасность за счет предотвращения утечки пластовых и технологических жидкостей в закрытой системе циркуляции;
- уменьшить период подготовительных и заключительных операций при осуществлении ремонтных работ;
- обеспечить доставку приборов и инструментов в любую точку горизонтальной скважины.

В базовый комплект поставки входят:

- шасси;
 - кабина;
 - четырехплечный блок превенторов;
 - инжектор;
 - установщик оборудования;
 - узел намотки;
 - радиостанция;
 - забойный инструмент.
- Дополнительно с установкой могут поставляться:**
- установка для перемотки безмунфтовой длинномерной трубы;
 - приспособление для стыковой сварки безмунфтовой длинномерной трубы;
 - дополнительные бунты гибкой трубы;
 - площадка монтажная скважинная;
 - универсальный барабан для намотки безмунфтовой длинномерной трубы с электрическим кабелем;
 - укрытие для барабана;
 - радиостанция;
 - забойный инструмент.
- Качество колтобинного оборудования** подтверждено сертификатами Российской Федерации. Наши установки успешно эксплуатируются крупнейшими компаниями: ОАО "Газпром", ОАО "Сургутнефтегаз", ОАО НК "Лукойл", ОАО "Татнефть" и другими.



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОЛЛОБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

Модель оборудования	M10A	M10	M1001	M1002	M1003	M20	M2001	M40	M4001
	Назначение	Для ремонта скважин MA3-631708	Для ремонта скважин MA3-631705	Для ремонта скважин КАМАЗ-53226	Для ремонта скважин Полуприцеп МА3-998640	Для ремонта скважин Тягач седельный МА3-6425	Для ремонта скважин и ремонта скважин полуприцеп MA3-9379	Для бурения и ремонта скважин и ремонта скважин Полуприцеп МЭКТ-99891	Для бурения и ремонта скважин и ремонта скважин и ремонта скважин Полуприцеп МЭКТ-99891
Привод насосной станции									
Модель двигателя	От двигателя базового шасси ЯМЗ-7511	От двигателя базового шасси ЯМЗ-238Д	От двигателя базового шасси ЯМЗ-7511	От двигателя базового шасси КАМАЗ-740.13-260	От двигателя базового шасси ЯМЗ-7511	От двигателя базового шасси ЯМЗ-7511	От двигателя седельного тягача ЯМЗ-7511	От двигателя седельного тягача ЯМЗ-7511	От двигателя седельного тягача ЯМЗ-7511
Мощность двигателя, л.с.	400	320	400	260	400	400	400	400	400
Максимальное давление на устье скважины при проведении работ, МПа	до 70	до 70	до 70	до 70	до 70	до 70	до 70	до 70	до 70
Максимальное тяговое усилие инжектора, кН	120	120	120	100	120	240	240	400	400
Диаметр БДТ, мм	до 44,45	до 44,45	до 38,1	до 38,1	до 44,45	до 44,45	до 50,8	до 73,0	до 73,0
Максимальная длина БДТ на барабане, м*:									
• при диаметре трубы 19,05 мм	10 000	10 000	7 000	6 400	10 000	17 000	19 000	—	—
• при диаметре трубы 33,5 мм	3 300	3 300	2 500	2 000	3 300	5 400	6 500	—	—
• при диаметре трубы 38,1 мм	2 350	2 350	1 800	1 600	2 350	4 200	4 800	—	—
• при диаметре трубы 44,45 мм	1 800	1 800	—	—	1 800	3 100	3 700	6 000	6 000
• при диаметре трубы 50,8 мм **	—	—	—	—	—	—	2 800	4 800	4 800
• при диаметре трубы 60,3 мм	—	—	—	—	—	—	—	3 500	3 500
• при диаметре трубы 73,0 мм	—	—	—	—	—	—	—	2 000	2 000
Скорость подачи БДТ, м/с:									
• максимальная	0,80	0,80	0,80	0,50	0,80	0,80	0,80	0,9	0,9
• минимальная	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,005	0,005
Максимальная высота фонтанной арматуры на скважине, обслуживаемой оборудованием, м, не выше:									
Габаритные размеры, мм, не более:									
• длина	12 900	12 450	10 900	14 100	13 690	17 600	21 850	18 700	18 700
• ширина	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	3 070	3 070	3 070
• высота	4 200	4 000	3 900	4 200	4 480	4 470	4 470	4 400	4 400
Масса полной, кг, не более	34 250	34 250	33 700	24 000	33 000	46 000	55 000	72 000	65 000

* - рассчитано для труб с максимальным давлением 35 МПа
** - возможное исполнение по требованию заказчика

21, пр-т Машерова, г. Минск, 220126, Республика Беларусь
Тел. +375 17 207-89-33, 223-83-67, Факс: +375 17 210-29-80, 223-85-54
e-mail: info@fidcoiledtubing.com; http://www.fidcoiledtubing.com

ТЕХНОЛОГИИ ОТ «СУРГУТНЕФТЕГАЗА»

Лидер по промышленному применению колтюбинга в СНГ делится опытом проведения ремонтно-изоляционных работ в горизонтальных стволах скважин

Леонард КОЧЕТКОВ, Владимир ЖУРБА, Владимир МОРОЗ,
Константин БУРДИН, Сургутское УПНП и КРС, ОАО «Сургутнефтегаз»

В последние годы ОАО «Сургутнефтегаз» устойчиво наращивает добычу нефти. Основным критерием, определяющим увеличение добычи, стали методы воздействия на нефтяные пласты. К настоящему времени опробовано более девяноста технологий воздействия. Наиболее эффективные из них: гидоразрыв пластов, обработка призабойных зон химреагентами, бурение горизонтальных скважин и боковых стволов с горизонтальными участками.

К январю 2001 года «Сургутнефтегаз» пробурил более четырехсот горизонтальных скважин и сорок шести боковых стволов, имеющих горизонтальные участки. Рост количества скважин, имеющих горизонтальные участки стволов, ставит перед структурными подразделениями, занимающимися капитальным ремонтом скважин, следующие задачи:

- ликвидация аварий, допущенных в процессе эксплуатации в скважинах с горизонтальными стволами;

- проведение ремонтно-изоляционных работ в скважинах с горизонтальными стволами;

- очистка забоя в горизонтальных скважинах от песка и посторонних предметов.

Проведение ремонтных работ по изоляции водоперетоков в скважинах с боковыми стволами часто усложняется малым диаметром спущенного в скважи-

ну хвостовика, большой длиной интервала перфорации эксплуатационной колонны, наличием открытого забоя, а также тем, что зона перетока находится в горизонтальной или близкой к ней зоне хвостовика.

В 2001 году Сургутским УПНП и КРС проведено семь ремонтных работ по изоляции водоперетоков в скважинах с боковыми стволами. Все работы проводились установками «Непрерывная труба» с применением химреагентов фирмы «Clearwater Inc.» для отсечения фильтровой части ствола скважины от изолирующих материалов.

В данной статье рассматриваются особенности технологии, оборудования и материалов, применяемых для изоляционных работ в скважинах с горизонтальными стволами, а также говорится о методах повышения эффективности.

Причины, приводящие к возникновению заколонной циркуляции в скважинах

Геологическая:

- наличие вертикальной проницаемости пласта.

Технические:

- образование канала между цементным камнем и обсадными трубами;

- негерметичность закалонных пакеров.

Технологические:

- качество тампонажного раствора;
- степень вытеснения

бурового раствора тампонажным.

Физико-химические:

- оставление включений глинистого раствора в интервале подъема цементного раствора;

- наличие в тампонажном растворе избыточной воды;

- прорыв пластовых флюидов по проницаемым зонам в процессе ОЗЦ;

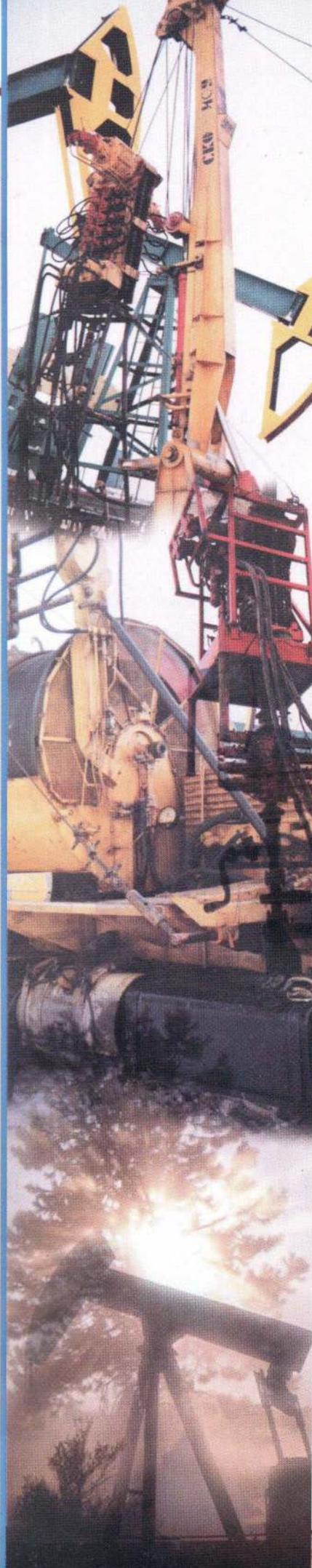
- седиментационные процессы в тампонажном растворе.

Механическая:

- гидоразрыв цементного камня.

Все эти факторы оказывают свое влияние на работу скважин с пробуренными боковыми стволами. Но основной причиной, приводящей к возникновению водоперетоков, является особенность конструкции скважин с боковыми стволами на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» (рис. 1).

Хвостовик подвешивается на гидравлической подвеске Hiflo III. В компоновку хвостовика входит закалонный надувной пакер СМХХ, отключающий фильтровую часть хвостовика от цементного раствора, закачиваемого через цементировочную муфту. При отказе от цементирования колонны устанавливается дополнительный пакер СМХХ на верхней части хвостовика. Пакера отсекают водоносные интервалы, как от верхней части ствола скважины, так и от фильтровой



зоны. В случае, если пакер СМХХ неисправен, не полностью раздился либо его размер в рабочем состоянии недостаточен для эффективного перекрытия ствола скважины, возникают предпосылки к возникновению перетоков жидкости и газа.

Способы ликвидации заколонной циркуляции в скважине

Основной способ, применяемый для ликвидации заколонных перетоков в скважине, — это закачка тампонирующих составов в интервал перетока. В случае, если интервал перетока не соединяется с перфорированным участком эксплуатационной колонны, требуется установка отсекающего цементного или песчаного моста для защиты продуктивных пластов от тампонажного материала и перфорации спецотверстий. Если же переток идет в перфорированный участок, то требуется проведение изоляционных работ через верхнюю часть зоны перфорации. Эти работы или существенно увеличивают продолжительность ремонта, или оказывают не-



Рис 1. Конструкция скважины с боковым стволов при использовании заколонных пакеров

гативное воздействие на разрабатываемый интервал продуктивного пласта.

Кроме того, при проведении работ на скважинах с горизонтальными участками забоя установка песчаных или цементных мостов затруднена конструкцией скважины, препятствующей образованию сплошной пробки.

Для исключения вышеперечисленных негативных факторов нами разработана технология проведения ремонтно-изоляционных работ заколонных перетоков на скважинах с горизонтальными участками стволов с использованием блокирующих жидкостей для отсечения перфорированной части эксплуатационной колонны.

Подготовка скважины к проведению ремонтно-изоляционных работ по ликвидации водоперетоков

Исследование скважины с целью определения источника обводнения или повышения газового фактора начинается с анализа динамики промысловых данных режима ее работы, а также изучения истории строительства скважины, анализа состояния разработки скважины и продуктивной залежи.

Конструкция забоя горизонтального ствола скважины накладывает свои ограничения на глубинные исследования и интерпретацию полученных данных. Они обуславливаются следующими факторами:

- расслоением потока жидкости (газ–нефть–вода) по сечению «хвостовика» и заколонного пространства;
- сложным строением многофазной смеси в горизонтальном стволе скважины, характеризующимся наличием газожидкостных пробок, различными скоростями движения фаз и нестабильностью во времени;
- трудоемкостью спуска приборов.

Геофизические методы исследований

Методы исследования	До ремонта		После ремонта	
	Скважины, оборудованные ФГС	Боковой ствол	Скважины, оборудованные ФГС	Боковой ствол
Локация муфт ТМ, МН, ШМ, ГК, ЛМ, СТД, ВГД (прибор ГРАНИТ-ОНИКС)	+	+		
Компенсационный нейтронный (коротко живущие изотопы и меченная жидкость)	+	+	+	+
Импульсный нейтронный каротаж ИННК	+**	+**		
Компенсационный нейтронный каротаж	+**	+*		

Примечания:

* — обязателен для определения газовых перетоков;

** — для скважин, оборудованных

фильтрами, а также для определения интервалов поглощения и перетоков;

*** — для подтверждения и уточнения полученных результатов по мере результативности других методов.



Технологии и оборудование

Это снижает информативность результатов замера или делает их расшифровку невозможной, затрудняет планирование и проведение ремонтно-изоляционных работ в горизонтальных скважинах.

Геофизические работы проводятся на «глубокой трубе» с геофизическим кабелем для обеспечения возможности спуска приборов в горизонтальный ствол скважины.

До ремонта скважины производятся работы, показанные в таблице 1.

Скважина, на которой собираются проводить изоляцию заколонных водопретоков, должна удовлетворять следующим требованиям:

- компоновка хвостовика бокового ствола должна иметь минимальный внутренний диаметр не менее 75 мм;
- обсадная колонна должна быть герметична;
- в скважину должна быть спущена воронка на НКТ 89 мм. Глубина спуска – не менее, чем на 1 метр выше воронки адаптера;
- лифт НКТ должен быть герметичен;
- фонтанная арматура должна иметь проходное сечение не менее 75 мм;
- приемистость скважины должна быть равна или более 150 м³ при давлении не более 12,0 МПа. (или при максимально допустимом давлении опрессовки колонны).

Оснащение ремонтируемой скважины подвеской НКТ 89 мм, оборудование устья фонтанной арматурой производит бригада КРС перед переездом бригады «Непрерывная труба» на скважину. Проходной диаметр не менее 75 мм позволяет производить в скважине спуск необходимого технологического оборудования, турбобуров с долотами.

Применяемое оборудование и спецтехника

Для проведения ремонтно-изоляционных работ используется следующее обо-

рудование и специальная техника:

- установка «Непрерывная труба» фирмы «Хайдра Риг», оборудованная гибкой трубой диаметром 44,5 мм для обеспечения прокачки структурированной жидкости и изоляционных растворов с наименьшим давлением;
- насосно-компрессорный агрегат фирмы «Хайдра Риг»;
- насосный агрегат ЦА-320;
- автоцистерна емкостью 10 м³;
- цементная установка СМ-20 или СМ-4;
- осреднительная емкость 1,5–3 м³;
- емкость долива с запасом продавочной жидкости 20 м³;
- ППУ при проведении работ в зимнее время.

Порядок проведения ремонтно-изоляционных работ

Проведение работ по изоляции заколонных перетоков в скважинах с горизонтальными стволами включает в себя:

- определение рецептуры и параметров, применяемых для проведения работ изолирующей и блокирующей жидкостей;
- приготовление и закачку в перфорированную часть горизонтального ствола блокирующей жидкости;
- приготовление и закачку в зону водопретока раствора ПАВ и тампонирующего состава;
- ожидание реакции или затвердевания цемента;
- разбуривание цементного стакана;
- работы по очистке ствола скважины от остатков блокирующей жидкости;
- освоение скважины;
- комплекс геофизических исследований для определения качества проведенных работ.

Состав и параметры блокирующих жидкостей

Жидкость, применяемая для блокады перфориро-

ванной продуктивной зоны горизонтального участка ствола скважины на время проведения изоляционных работ, должна соответствовать следующим требованиям:

- совмещаться с пластовыми флюидами, а также растворами и технологическими жидкостями, которые применяются при проведении ремонта скважины;
- иметь низкую фильтрацию, обеспечивая сохранность коллекторских свойств блокированной части пласта;
- обеспечивать легкий пуск в работу отремонтированной скважины;
- сохранять свои параметры в течение времени, необходимого для проведения изоляционных работ;
- иметь вязкость, не препятствующую прокачке ее через гибкую трубу.

Приготовление блокирующей жидкости не должно быть связано с техническими и технологическими трудностями.

Данным требованиям соответствуют некоторые жидкости глушения и гидроразрыва:

1. Раствор глушения на углеводородной основе типа РУО, основой которого является нефть, в которой растворены синтетическая жирная кислота (СЖК) и каустическая сода. В качестве утяжелителя используется мраморная крошка № или сухой мел.
2. Инвертно-эмulsionный раствор (ЖГ-ИЭР) для глушения скважин, состоящий из эмульсии нефти в воде. В качестве утяжелителя используется водный раствор CaCl_2 , а для обеспечения диспергации нефти в воде применяют нефтенол.

3. Жидкость гидроразрыва фирмы «Clearwater Inc.» (на водной основе) представляет собой вязкоупругий гель с задаваемым временем гелеобразования и разрушения.

4. Жидкость гидроразрыва фирмы «BJ» (на углеводородной основе).

5. Блокирующая жидкость КЛЕАР БЛОК 10 фирм-

мы «Clearwater Inc» (на водной основе) в настоящее время проходит лабораторные испытания.

КЛЕАР БЛОК 10 представляет собой гель длительного действия, который благодаря своей высокой вязкости препятствует попаданию в пласт постороннего флюида. Он используется для герметизации зон перфорации при выполнении операций капитального ремонта и для герметизации зон с потерей циркуляции, причем часто в сочетании с гранулирующими закупоривающими реагентами.

КЛЕАР БЛОК 10 действует в качестве вытесняющего реагента временного действия, образуя в скважине вязкий гель, который препятствует притоку в пласт рабочих растворов в ходе операций интенсификации и капитального ремонта. Поскольку гелеобразование происходит в скважине, его легко смешать на поверхности при помощи механической мешалки любого типа. На скорость гелеобразования влияют такие факторы, как температура и водородный показатель среды pH.

Преимущества использования КЛЕАР БЛОК 10:

- рабочая температура до 107°C;
- компоненты смешиваются на поверхности, гель образуется в скважине;
- работает с различными солевыми растворами, морской водой.

Ограничения:

- диапазон рабочих температур от 27°C до 107°C;
- нельзя применять насыщенные растворы хлористого кальция;
- буферный раствор должен иметь высокий pH фактор.

Порядок приготовления в промысловых условиях:

- суспензия смешивается механическим способом;
- основные компоненты добавляются к заранее измеренному количеству воды;
- перемешивание производится не менее 10 минут



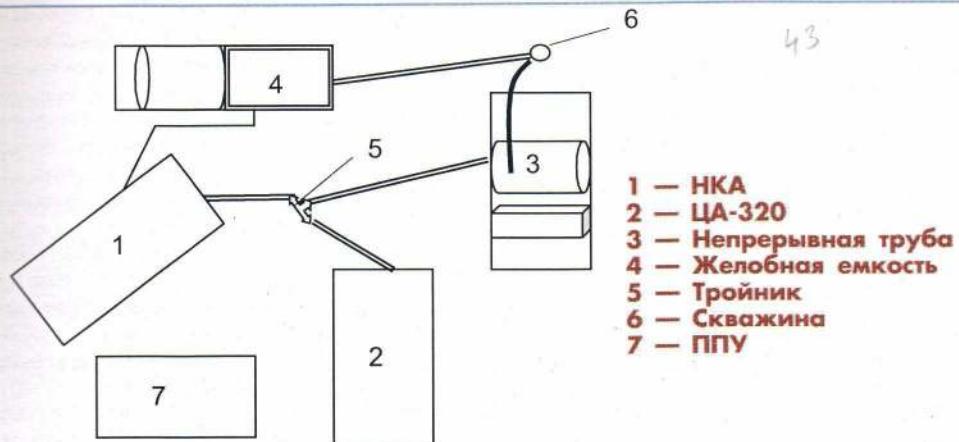


Рис. 2. Схема расстановки спецтехники при приготовлении блокирующей жидкости

для образования первичного геля, чтобы загуститель не выпал в осадок;

- после смешивания закачать суспензию в место установки.

Все работы по приготовлению блокирующей жидкости производятся в бункере агрегата НКА, входящего в состав бригады с установкой «Непрерывная труба».

Время гелеобразования раствора при температуре 80°C равно 45 минутам. Если необходимо большее время гелеобразования, то перед приготовлением суспензии в воду добавляется замедлитель Clear Blok GPR-1. Блокирующая жидкость КЛЕАР БЛОК 10 еще не прошла в полном объеме лабораторные и промысловые испытания, поэтому в промысловых условиях не использовалась.

Приготовление блокирующего состава на основе жидкости гидроразрыва фирмы «Clearwater Inc.»

В настоящее время в качестве блокирующей жидкости применяется гель для проведения гидроразрыва на основе химреагентов фирмы «Clearwater Inc.». Применению других вышеупомянутых жидкостей препятствует сложность их приготовления, относитель-

ная дороговизна компонентов, а также их пожарная и экологическая опасность.

Для приготовления блокирующей жидкости используется следующее оборудование и спецтехника:

- емкость;
- насосно-компрессорный агрегат НКА или насосный агрегат;
- агрегат ЦА-320 или смеситель (блэндер);
- тройник.

Объем блокирующей жидкости рассчитывается с учетом объема горизонтального ствола скважины, объема кольцевого пространства за фильтрами и коэффициента кавернозности 1,15. Закачка блокирующей жидкости в скважину производится с помощью установки «Непрерывная труба» в следующем порядке:

- приготовление компонентов жидкости на устье;
- спуск гибкой трубы до башмака хвостовика;
- закачка через тройник компонентов блокирующей жидкости в интервал фильтра с продавкой солевым раствором;
- последующая закачка расчетного количества блокирующей жидкости с учетом заколонного пространства осуществляется продавкой под давлением, близким к давлению при определении приемистости, с одновременным подъемом

«гибкой трубы» до глубины 3–5 м выше кровли фильтра. Перекрытие горизонтального участка ствола скважины блокирующей жидкостью фиксируется ростом давления и его стабилизацией при остановке закачки;

- срезка излишков блокирующей жидкости прямой промывкой и отмывание верхней части фильтров.

Состав и параметры изолирующих составов

1. Цементные тампонажные растворы.

Применение цементного раствора не всегда эффективно из-за его низкой проникающей способности. Вследствие его высокой водоотдачи, на контакте с породой формируется плотный фильтрационный слой, либо на поверхности изолируемых каналов наращивается «корка» из грубых частиц цемента, что препятствует дальнейшему заполнению изолируемых каналов цементным раствором даже при высоких давлениях. Для повышения эффективности проведения изоляционных работ требуется применение цементных растворов с низкой водоотдачей, небольшим временем гелеобразования при остановке его закачки и с восстановлением под-

вижности при возобновлении продавки.

При проведении изоляционных работ рекомендуется применять цемент для умеренных температур ПЦТ1-СС-100 по ГОСТ 1581-96. Для повышения прокачиваемости может быть применен цементный раствор на углеводородной основе.

Регулировать свойства тампонажных растворов, применяемых для проведения изоляционных работ, возможно следующими способами:

- добавлением высокодисперсных окислов кремния для образования устойчивой структуры, повышения водоудерживающей способности и увеличения подвижности водоцементной смеси, а также увеличения прочности цементного камня на 15–30%;
- введением в цементный раствор водонабухающих полимеров для понижения водоотдачи, снижения растекаемости и обеспечения прочного контакта с изолируемой поверхностью;
- механической активацией для упрочнения цементного камня.

2. Полимерные изоляционные материалы.

При приемистости интервала изоляции менее 120–150 м³/сут. возможно применение хорошо проникающих изоляционных материалов на основе полимеров, представляющих собой кремнийорганические материалы группы АКОР-БН (маки АКОР-БН 100, 101, 102, 103, 104 и АКОР-БН 300), АКОР-МГ, также водорастворимые составы ВТС-1, ВТС-2. Данные смеси используются для изоляции заколонных перетоков наклонно-направленных скважин в ОАО «Сургутнефтегаз».

Применение данных материалов производится в соответствии с инструкцией по их применению, разработанной ОАО НПО «Бурение» (г. Краснодар), применение ВТС-1, ВТС-2 – в соответствии со стандартом

Технологии и оборудование

объединения «Сургутнефтегаз».

Тампонажные материалы группы АКОР-БН, МГ не обладают высокими прочностными характеристиками, поэтому, при ликвидации заколонных перетоков возможно применение других материалов-композиций на основе этилсиликатов, виноградной кислоты, хлорида кальция; на основе поливинилового спирта и гидрофобной кремнийорганической жидкости.

Материалы группы АКОР представляют собой жидкости от желто-коричневого до темно-коричневого цвета с температурой замерзания ниже минус 50° С, динамической вязкостью 1–30 мПа/сек (при 20° С). В присутствии воды материалы группы гидролизуются с образованием жидких водорастворимых продуктов, которые затем твердеют. Продолжительность гелеобразования при температуре, близкой к 75° С, составляет от 1,5 до 6 часов. Со-

отношение АКОР:вода – 1:3.

Для проведения работ по изоляции заколонных перетоков возможно применение других материалов-композиций на основе этилсиликатов, виноградной кислоты, хлорида кальция; на основе поливинилового спирта и гидрофобной кремнийорганической жидкости.

Проведение ремонтно-изоляционных работ

1. Проведение РИР цементными тампонирующими материалами.

Изоляция с применением цементных растворов на настоящий момент проведена на пяти скважинах из семи. Это:

- скважина № 720 куст 12 Западно-Сургутского месторождения,
- скважина № 3403 куст 244 Быстринского месторождения,

- скважина № 350 куст 351 Восточно-Сургутского месторождения,
- скважина № 3443 куст 237 Быстринского месторождения,
- скважина № 694 куст 110 Западно-Сургутского месторождения.

Успешность РИР составила 83,3%.

Закачка цементного раствора производится после установки блокирующего экрана из вязкоупругого геля в следующей последовательности:

- Производится установка спечтехники для проведения РИР.

- Определяется приемистость скважины. Работы по РИР производятся при приемистости более 150 м³/сут. При отсутствии приемистости изолируемого интервала или наличии приемистости менее 150 м³/сут. возможно проведение кислотной обработки с последую-

щей повторной установкой блокирующей жидкости. В случае использования в качестве блокирующей жидкости раствора на углеводородной основе, отсутствует ее деструкция и необходимость повторной установки.

- Затворяется расчетное количество цемента на воде в водоцементном отношении 0,5 с помощью ЦА-320, подается на промывочный агрегат установки «Непрерывная труба», через который производится его закачка в скважину.

- Цементный раствор продавливается в колоннное пространство. Давление в затрубном пространстве при продавке цемента не должно превышать максимально допустимое на эксплуатационную колонну. При росте давления выше допустимого значения производится срезка его остатков.

Таблица 2

Информация по РИР цементом в скважинах с горизонтальными забоями и вторыми стволами

№ скваж./куста месторож.	Начало и окончание ремонта	Объем работ	Вид аварии	Результат работ
720/12 Западно-Сургутское	10.08.01 – 30.08.01	П.з., ГФИ на гибкой трубе, ОТСК, ОИО, РИР цементом	ЗКЦ сверху, фильтр 2430 – 2758 м	Дебит 45 м ³ , обводненность 5%, спущен ЭЦН 50, ЗКЦ отсутствует
3403/244 Быстринское	3.09.01 – 5.09.01	П.з., освоение, ГФИ на гибкой трубе, ОТСК, ОИО	ЗКЦ сверху с 2343,	Дебит 72 м ³ , обводненность 1%, спущен ЭЦН 50, ЗКЦ нет
	14.09.01 – 30.09.01	П.з. РИР ЗКЦ цементом, ГФИ	фильтр 2638 – 2814 м	
350/351 Восточно-Сургутское	7.09.01 – 8.09.01	П.з., ГФИ на гибкой трубе	ЗКЦ сверху с 2356,	После проведения РИР выявлено ЗКЦ через пакер Hiflo, оставлена КРС
	22.09.01 – 14.10.01	РИР цементом, ГФИ	фильтр 2640 – 2753 м	
3443/237 Быстринское	13.08.01 – 18.08.01	П.з., освоение, ГФИ на гибкой трубе, ОТСК, ОИО	ЗКЦ сверху с 2610, фильтр 2815 – 2982	При проведении РИР-прихват НКТ, после извлечения – дебит 35 м ³ , обводненность 76%, ЗКЦ нет
	10.09.01 – 30.09.01, 25.10.01.	П.з., РИР цементом, прихват НКТ		
694/110 Западно-Сургутское	7.12.01 – 21.12.01	П.з., РИР ЗКЦ с пласта БС-8, бурение ц. Моста, П.з., ГФИ ОИО, ОТСК, замена жидкости в скважине на сеноман	ЗКЦ с пласта БС ₈ 2700м, фильтр	ЗКЦ не устранена, скважина перешла на фонтан, обводненность 40%, до ремонта 100%.



- После продавки цементного раствора производится промывка скважины с одновременным подъемом непрерывной трубы из скважины с противодавлением. После выхода пера из воронки НКТ 89 мм и при подъеме непрерывной трубы из скважины производится промывка по затрубному пространству в полуторарактном объеме участка скважины.

- Создается избыточное давление на устье – 5,0 МПа, закрываются задвижки на фонтанной арматуре, скважину оставляют на ОЗЦ – 24 часа.

2. Проведение РИР полимерными тампонирующими материалами.

К февралю 2002 года изоляционные работы полимерными материалами были проведены на двух скважинах: № 353 куст 351 Восточно-Сургутского месторождения и № 230 куст 2 Конитлорского месторождения. Рекомендуется следующий порядок проведения работ:

- После установки блокирующего экрана и подъема гибкой трубы на расчетную глубину производится прямая промывка для удаления излишков блокирующей жидкости.

- В гибкую трубу нагнетается экранирующая жидкость (1 м³ дизельного топлива).

- В гибкую трубу закачивается расчетное количество АКОР, экранирующая жидкость (0,3 м³–0,5 м³ дизельного топлива).

- Кремнийорганическое соединение доводится по циркуляции к низу колонны гибкой трубы.

- Закрывается выкидная линия, АКОР продавливается в зону перетока.

- Гибкая труба с противодавлением поднимается на 50 метров выше интервала изоляции.

- Приоткрывается КВД на выкидной линии с оставлением в скважине противодавления, равного 40% давления продавки, гибкая труба поднимается с цирку-



Рис 3. Схема расстановки оборудования при проведении РИР

ляцией технологической жидкости.

- Скважина оставляется с остаточным давлением в 50 атмосфер на 24 часа для окончания реакции.

При высокой приемистости АКОР закрепляют цементным раствором в объеме 1,5–2,5 м³. После полимера производится закачка цементного раствора. При этом оставляется цементный мост, срезаются излишки цемента, и производится обратная промывка по затрубному пространству во избежание прихвата НКТ. Эффект от проведения РИР кремнийорганическими материалами кратковременный.

Заключительные работы

1. Разбуривание цементного моста.

Этот этап присутствует там, где изоляционные работы проводились с применением цементного раствора, и представляет собой следующие действия:

- спуск в скважину пера для удаления геля с «головы» цементного моста и определение места его установки;
- замена пера на забойный двигатель Д-54 или импортный аналог, оснащенный долотом для разбуривания цементного моста;

- разбуривание цементного моста;

- замена долота на расширитель, проработка интервала установки цементного моста для удаления цементной корки со стенок труб.

2. Удаление блокирующего экрана из забоя скважины.

Структурированная жидкость из забоя скважины удаляется прямой промывкой с помощью установки «Непрерывная труба». Для разрушения структуры геля в жидкость промывки добавляется деструктор.

3. Геофизические исследования.

Геофизические исследования производятся для определения профиля притока скважины и эффективности проведенных ремонтно-изоляционных работ.

После геофизических работ скважина осваивается на фонтан или глушится для последующего спуска эксплуатационного оборудования.

Рассмотренная в статье технология проведения ремонтно-изоляционных работ в горизонтальных стволах с применением блокирующего экрана и установки «Непрерывная труба» имеет следующие сущес-

твенные преимущества по сравнению с ранее используемой:

- сокращается время проведения работ;
- исключается вредное воздействие тампонирующих материалов на пласт;
- существует возможность быстрой корректировки объемов тампонирующего материала;

- процесс закачки блокирующих и тампонирующих материалов имеет непрерывный характер;

- проведение закачки материалов с одновременным подъемом гибкой трубы равномерно заполняет горизонтальную часть ствола.

Экономический эффект от внедрения данной технологии на одной скважине, рассчитанный по стандартной методике, составил 653 тыс. рублей.

Кроме того, следует учитывать, что в некоторых скважинах подобная технология является единственной, позволяющей восстановить производительность скважины.

Данная технология проведения ремонтно-изоляционных работ находит все более широкое применение при ремонте скважин с горизонтальными участками стволов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз».



ДЛЯ ПРОМЫВКИ НЕФТЕСБОРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

«НИЖНЕВАРТОВСК» ВЫБИРАЕТ КОЛТЮБИНГ

Зуфар Ахматгалиев, ОАО «ТНК-Нижневартовск»

Первая установка с гибкой трубой Stewart & Stevenson была закуплена ОАО «ТНК-Нижневартовск» в четвертом квартале 1997 г. В первое время установка использовалась для восстановления циркуляции в нефтяных скважинах. Сравнительный анализ использования установки с гибкой трубой и выполнения этой же работы ремонтной бригадой, использующей КПС, свидетельствовал в пользу колтюбинга, так как установка показала высокую эффективность, а количество затраченного времени сократилось в 2–2,5 раза.

Вскоре мы начали выполнять следующие виды работ:

- промывка забоя с ОПЗ ПЗП различными химреагентами;
- очистка лифта от АСПО;
- освоение скважины азотом;
- глушение скважин с «посаженным» пакером;
- промывка нефесборных коллекторов.

На последней операции остановимся подробнее. Нередки случаи, когда нефесборные коллекторы забиваются парафиновыми отложениями или же при низ-

ких температурах из-за высокой обводненности нефти перемерзают. Отогрев их традиционным способом с помощью ППУ предполагает вырезку окон в коллекторе через каждые 10–15 метров, что требует привлечения больших людских ресурсов и спецтехники. А если нефесборный коллектор проложен в труднодоступном месте, то дополнительно требуется еще и устройство лежневых дорог. Это влечет за собой дополнительные затраты.

Для проведения работ по промывке коллекторов в ОАО «ТНК-Нижневартовск» используется установка с гибкой трубой. Первая такая работа была проведена на коллекторе скважины Самотлорского месторождения. Длина промытого участка составила 900 м. Промывка велась с территории куста, где и была смонтирована установка. Из дополнительной

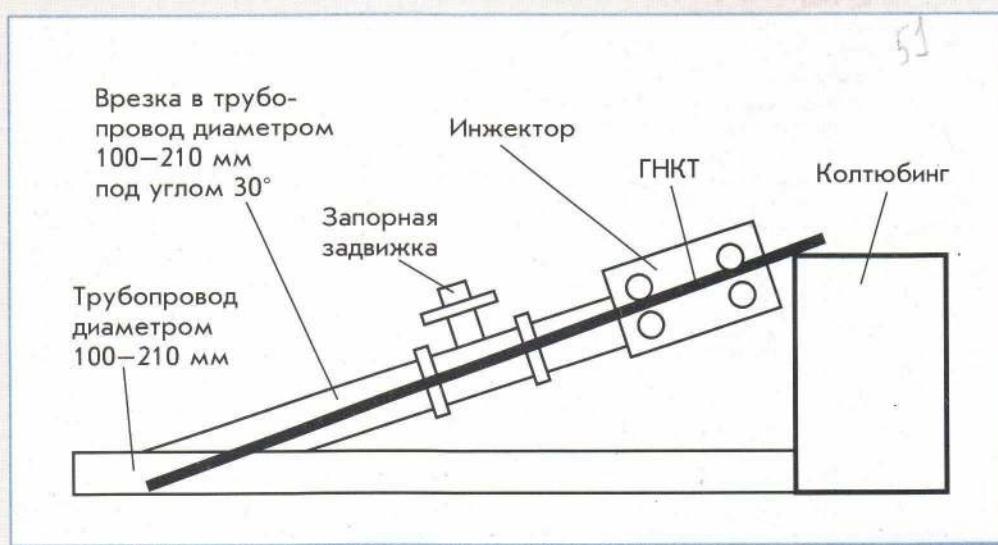
спецтехники для фиксации инжектора в горизонтальном положении был привлечен автокран грузоподъемностью 10 тонн. Бригада сварщиков провела работу по сварке фланца с отводом под необходимым углом к основному коллектору. На этот фланец был произведен монтаж оборудования установки. Операция заняла 37 часов с учетом монтажа и демонтажа. Всего таких работ было выполнено четыре.

Практика показала, что можно промывать горизонтальные участки длиной до 700–750 метров с диаметром ГНКТ 38,1 мм. Из-за большой силы трения увеличение длины промываемого участка коллектора нецелесообразно, так как может вызвать разрушение ГНКТ при выходе из инжектора. Если длина коллектора превышает 750 метров, то необходимо сделать еще одну врезку в коллектор.

Использование установки с гибкой трубой при промывке коллекторов оправдано как с технической, так и экономической точки зрения.

Эффективность технологии колтюбинга и необходимость, в связи с этим, приобретения дополнительного оборудования побудили нас изучить рынки для отбора лучших предложений. Учитывались технический уровень, качество, цена, совместимость с имеющимися технологиями и экологическая безопасность. Немаловажным фактором являлась возможность без лишних проблем приобретать запчасти и осуществлять сервисное обслуживание. В результате мы остановились на колтюбинговой установке производства российско-белорусской группы предприятий ФИД, в настоящее время ведутся переговоры по ее приобретению.

Схема расстановки колтюбингового оборудования для промывки трубопроводов диаметром до 210 мм, длиной до 1000 метров



О ЛИЗИНГЕ В ПОДРОБНОСТЯХ

Лизинг относится к наиболее используемым в мире финансовым механизмам. Он начинает получать распространение и в России. О лизинге в действии уже написано достаточно много. Поэтому мы поставили перед собой задачу подробнее осветить юридические основы лизинговой деятельности.

Определение и сущность лизинга

Лизинг – это комплекс имущественных и экономических отношений, возникающих в связи с приобретением в собственность имущества и последующей сдачи его во временное пользование за определенную плату.

Классическому лизингу свойственен трехсторонний характер взаимоотношений: лизингодатель – лизингополучатель – продавец (поставщик) имущества. Состав участников сделки может сократиться до двух, если продавец и лизингодатель или продавец и лизингополучатель будут являться одним и тем же лицом.

Лизингодатель – физическое или юридическое лицо, которое за счет привлеченных или собственных денежных средств приобретает в ходе реализации лизинговой сделки в собственность имущество и предоставляет его в качестве предмета лизинга лизингополучателю. Имущество предоставляется за определенную плату, на определенный срок и на определенных условиях во временное владение и в пользование с переходом или без перехода к лизингополучателю права собственности на предмет лизинга.

Лизингополучатель – физическое или юридическое лицо, которое в соответствии с договором лизинга обязано принять предмет лизинга за определенную плату, на определенный срок и на определенных условиях во временное владение и в пользование в соответствии с договором лизинга.

Продавец (поставщик) – физическое или юридическое лицо, которое в соответствии с

договором купли-продажи с лизингодателем продаёт лизингодателю в обусловленный срок производимое (закупаемое) им имущество, являющееся предметом лизинга. Продавец (поставщик) обязан передать предмет лизинга лизингодателю или лизингополучателю в соответствии с условиями договора купли-продажи.

Можно сказать, что для лизингодателя лизинг является одной из форм вложения капитала, а прибылью является разница между его доходами от лизинговой деятельности и расходами на осуществление основной деятельности. Федеральный закон «О лизинге» рассматривает лизинг как вид инвестиционной деятельности. А в соответствии со ст. 16 договор квалифицируется как договор лизинга, только если он содержит указание на наличие инвестирования денежных средств в предмет лизинга. Таким образом, с экономической точки зрения лизинг имеет сходство с кредитом, предоставленным на покупку оборудования, и по существу его можно рассматривать как особый род финансового кредита с определенными условиями погашения.

Другое достоинство финансовой аренды заключается в том, что она дает возможность приобретать оборудование, которое необходимо лишь в течение какого-то срока: либо для сезонных работ, либо для выполнения какой-то определенной работы, по окончании которой необходимость в оборудовании отпадает, а содержать его, не используя, становится невыгодно. Лизинг также удобен еще и тем, что у лизингополучателя есть возможность в необходимых случаях

приобрести это имущество в собственность (выкупить его), предварительно испытав и опробовав его в работе в течение срока действия договора. При этом выкуп имущества осуществляется на льготных для лизингополучателя условиях, т.к. выплаченные арендные платежи включаются в стоимость имущества.

Виды лизинга

В зависимости от условий, предусмотренных участниками лизинга, говорят о различных его видах. Основными видами лизинга согласно Федеральному закону «О лизинге» признаются финансовый лизинг, возвратный лизинг и оперативный лизинг. Основными критериями различения этих видов лизинга являются объем обязанностей арендатора и срок использования имущества.

Финансовый лизинг характеризуется тем, что имущество передается во временное пользование на срок, сопоставимый со сроком службы имущества или превышает его. По окончании срока действия договора лизинга арендатор может приобрести оборудование в собственность, возобновить договор на льготных условиях или прекратить договорные отношения. Техническое обслуживание оборудования при этом виде лизинга, как правило, лежит на арендаторе.

Возвратный лизинг – разновидность финансового лизинга, при котором продавец (поставщик) предмета лизинга одновременно выступает и как лизингополучатель. Возвратный лизинг представляет собой систему взаимосвязанных соглашений, при



которой фирма-собственник земли, зданий, сооружений или оборудования продаёт эту собственность финансовой компании с одновременным оформлением соглашения о долгосрочной аренде своей бывшей собственности на условиях лизинга. Таким покупателем часто выступают банки, страховые компании, инвестиционные фонды и т.д.

При **оперативном лизинге** лизингодатель закупает на свой страх и риск имущество и передает его лизингополучателю в качестве предмета лизинга. Это имущество используется в течение времени намного меньше срока его экономической службы. Арендодатель сдает это имущество в аренду несколько раз, как правило, разным арендаторам. Обязанности по техобслуживанию, ремонту, страхованию имущества по общему правилу лежат на арендаторе. По истечении срока действия договора лизинга и при условии выплаты лизингополучателем полной суммы, предусмотренной договором лизинга, предмет лизинга возвращается лизингодателю. При этом лизингополучатель не может требовать перехода права собственности на предмет лизинга. При осуществлении оперативного лизинга предмет лизинга учитывается на балансе лизингодателя. Особенностью оперативного лизинга является то, что за недостатки предмета договора, которые полностью или частично препятствуют пользованию данным предметом, отвечает перед лизингополучателем лизингодатель, но не продавец (поставщик). Предметом оперативного лизинга обычно бывает оборудование с высокими темпами морального старения.

Также различают «лизинг, включающий дополнительные обязательства» и «чистый лизинг». При первом виде лизинга техническое обслуживание обо-

рудования, его ремонт, страхование и др. лежат на арендодателе, при втором — техническое обслуживание оборудования и прочее лежит на арендаторе. Предметом лизинга, включающего дополнительные обязательства, как правило, бывает сложное специализированное оборудование. Этот вид лизинга обычно используют либо изготовители сложного оборудования, либо оптовые организации. Лизинг с полным набором услуг (или как его еще называют «полный» или «мокрый лизинг») по стоимости — один из самых дорогих. У лизингодателя увеличиваются расходы на техническое обслуживание, сопровождение квалифицированным персоналом, ремонт, поставку необходимого сырья и комплектующих изделий и др. Можно выделить также «частичный лизинг», то есть лизинг с частичным набором услуг, когда на лизингодателя возлагаются лишь отдельные функции по обслуживанию имущества. Финансовые учреждения и банки редко обращаются к этому виду лизинга, так как у них нет для этого необходимой технической базы. В своей деятельности они используют, по общему правилу, «чистый лизинг».

Что выгодно отличает лизинг от других инвестиционных механизмов?

Вопрос целесообразности применения лизинговой схемы в каждом конкретном случае должен решаться, основываясь на **финансовом анализе и планировании**. Лизинговая сделка позволяет увернуться от обесценивания, так как в этом случае отпадает необходимость длительно накапливать их для приобретения нужного имущества. В периоды общезэкономического или отраслевого снижения депо-

61
1. При прочих равных условиях лизинг оказывается дешевле инвестиционного кредита на 30% — это часто не учитываемый налог на прибыль (при лизинге весь платеж ложится на затраты, а затратная часть инвестиционного кредита ограничивается процентной частью, погашение кредита идет из прибыли).

2. Если вы решили воспользоваться собственными средствами, не забывайте, что вы могли бы их вложить в другую доходную операцию — эти издержки часто невидимы, но они не менее реальны, чем любые платежи.

3. Самортизировав по лизингу имущество на один год, вы практически исключаете для себя налог на недвижимость (экономия 7%).

4. НДС, предъявляемый лизинговой компанией, подлежит зачету и вычитается из общего НДС, подлежащего к уплате предприятием.

вой активности, когда предприятие испытывает временные трудности по поддержанию нормы прибыли на уровне основных конкурентов, операции в рамках лизинга помогают остановить падение финансовых результатов и стабилизировать их за счет дополнительного привлечения ликвидных средств.

Несмотря на то, что сумма лизинговых платежей, как правило, превышает выплаты по

инвестиционному кредиту, взятому на приобретение оборудования, особенности налогообложения делают лизинг более привлекательным по сравнению с прямым кредитованием.

Об особенностях договора лизинга (финансовой аренды) — в следующем номере нашего журнала.

Подготовлено
информационной
службой НП «ЦРКТ».

Лицензирование

На основании Федерального закона от 8 августа 2001 г. №128-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности» после 10 февраля 2002 г. отменяется обязательное лицензирование лизинговой деятельности в Российской Федерации. С 1 июля 2002 г. вступает в силу новая редакция закона №128-ФЗ.

Налогообложение

В соответствии с Федеральным законом РФ № 118-ФЗ от 5.08.2000 года, ст. 13 с 1 июля 2001 года при экспорте товаров (работ, услуг) в государства — участники СНГ налогообложение производится по ставке 0%. При импорте товаров (работ, услуг), происходящем с территории государств — участников СНГ, налогообложение производится по ставке 20%. Данное положение не распространяется на правоотношения, возникающие с хозяйствующими субъектами Республики Беларусь, согласно ФЗ от 22.05.01 № 55-ФЗ «О ратификации договора о таможенном союзе и едином экономическом пространстве».

ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫЕ АКТЫ О ЛИЗИНГЕ

Гражданский Кодекс РФ (часть вторая) от 26.01.1996 г. № 14-ФЗ.

Федеральный Закон от 29.10.1998 г. № 164-ФЗ «О лизинге».

Конвенция УНИДРУА о международном финансовом лизинге от 28.05.1988 г.

Федеральный закон от 08.02.1998 г. № 16-ФЗ «О присоединении РФ к Конвенции УНИДРУА о международном финансовом лизинге».

Постановление Правительства РФ от 26.02.1996 г. № 167 «Об утверждении Положения о лицензировании лизинговой деятельности в РФ».

Приказ Минфина РФ от 17.02.1997 г. № 15 «Об отражении в бухгалтерском учете операций по договору лизинга».

Методические рекомендации по расчету лизинговых платежей, утверждены Минэкономики РФ от 16.04.1996 г.



МНОГОСТВОЛЬНОЕ БУРЕНИЕ ОБЕСПЕЧИВАЕТ ДОСТУП К БИЛЛИОННАМ БАРРЕЛЕЙ НЕФТИ

67
Марк. О Джонсон, компания British Petroleum

Первый проект компании BP по колтюбинговому бурению многоствольных горизонтальных боковых отводов, предпринятый на Аляске в 2001 году, обеспечил высокую начальную скорость добычи в 4000 баррелей нефти в сутки при экономии более 2 млн долларов в год. Уже в 2002 году на двадцати скважинах в Milne Point предполагается сэкономить около 10 млн долларов.

Месторождения нефти Shrader Bluff разрабатывались в 2001 г. четырьмя многоствольными боковыми отводами. Проект обеспечил первоначальное увеличение объемов добычи нефти на месторождении на 8%. На работы по заканчиванию скважин пришлось 20% всех расходов. В итоге себестоимость разработки составила 2 доллара за баррель, а программа позволила установить несколько рекордов по колтюбинговому бурению на северном склоне Аляскинского хребта.

Эти достижения стали возможны благодаря следующим инновациям:

- использовалась новая объединенная среда (COVE) для визуального отображения с целью быстрого определения продуктивных зон и планирования дополнительных стволов;

- использовалась компоновка низа бурильной колонны, управляемая электрической линией, которая побила предыдущие рекорды по механической скорости бурения;
- оптимизация заканчивания скважины позволила сэкономить по 100 долларов на каждой заглушенной скважине.

Проект показал, что колтюбинговое бурение может играть важную роль в экономически эффективной разработке резервов нефти.

Экономическая эффективность проекта

Главной целью было получение низкой стоимости доступа к 15 миллиардам баррелей нефти в месторождениях малой глубины на северном склоне Аляски. Горизонтальные боковые стволы имеют большую

продуктивность (важны для получения необходимых темпов добычи), но для непрерывного снижения стоимости бурения необходимы инновационные мышление и технология. В 2001 г. колтюбинговое бурение горизонтальных стволов обеспечило снижение стоимости до 33% по сравнению с роторным бурением при темпе добычи – более 1000 баррелей нефти в сутки на скважину. Становится ясно, что колтюбинговое бурение является шагом вперед для дальнейшей экономически эффективной разработки огромных запасов вязких ресурсов. Более низкая стоимость колтюбингового бурения может в потенциале оказать большое влияние на низкодебитные месторождения вязкой нефти по всему миру, обеспечив жизнеспособность старых, экономически неэффективных месторождений.

Как бизнес-группы могут получить выгоду от этого проекта

При работе над проектом было решено полностью использовать опыт команды, работавшей с роторной буровой установкой, и поддержку UTG. Понимание характеристик горной породы, сланцевой химической активности и факторов направленного бурения способствовало отсутствию «сюрпризов» во время осуществления работ по колтюбинговому бурению. В помощь колтюбинговой команде сюда был направлен эксперт UTG ERD. Были применены рекомендации для уменьшения сопротивления линии и времени работы.

Совместная работа дала следующие положительные результаты:

- программа по колтюбинговому бурению в Milne Point основывалась на знани-



Скважинный отклонитель с выходом вниз TIW 4-1/2"



ях и навыках по бурению, а также опыте многостороннего направленного планирования, полученных на месторождении Prudhoe Bay;

- обмен идеями в команде по вязкой нефти позволил получить гибридные конструкции новых скважин (объединили роторные кондукторные части ствола скважин и боковые стволы скважин), которые в целом улучшили экономические показатели проекта;

- успех программы и достигнутые результаты были повторены командой Philips Kuparuk West Sak. Компании BP принадлежит 40% разрабатываемого месторождения West Sak в объеме 2 миллиардов баррелей нефти.

- резюме проекта было представлено на конференции по бурению 2002 SPE/IADC.

Инновации в добыве и технологиях, полученные в результате реализации проекта

В 2000 году было принято решение испытать колтюбинную технологию в качестве альтернативы роторному бурению. Основание для инноваций по колтюбинному бурению включает:

1) Использовалась новая

объединенная среда (COVE) для быстрого отбора четырех стволов скважин, определены новые проектные задания месторождения и оптимизация конструкции боковых отводов. В каждой скважине были два ответвления для нефтеносных песчаных пластов ОВ и ОА диаметром $3\frac{3}{4}$ дюйма, длиной 2500 футов.

2) Для сложного, тонкого и поврежденного в значительной степени коллектора требовалась максимальная горизонтальная длина, высокая скорость механического бурения и очень точное регулирование направленности. В проекте специально использовалась компоновка низа бурильной колонны с электрической линией. Это было первое использование в BP компоновки низа бурильной колонны OD Baker Orient Xpress, диаметром $3\frac{1}{8}$ дюйма. Она состоит из усовершенствованных компонентов с электронным управлением (ориентатора, системы телеметрии, каротажа, датчиков нагрузки на долото и сопротивления породы и т.д.), присоединенных через электрическую линию внутри колтюбиновой трубы к поверхности. Высокая скорость получения данных каротажа во время бурения и

точное управление дали хорошие результаты:

- Бурение горизонтальной скважины длиной 1722 фута за 24 часа. Это побило предыдущие рекорды на северном склоне Аляски для роторных установок и колтюбинового бурения. Упомянутая компоновка низа бурильной колонны сейчас держит три 24-часовых рекорда (1722, 1422, 1408 футов).

- Новые рекорды по колтюбиновому бурению на северном склоне Аляски для горизонтальной длины (3115 футов измеренной глубины проходки) и длины за контуром (отношение измеренной глубины к фактической вертикальной длине скважины – 2,77).

- Успешное управление четырьмя открытыми боковыми стволами для повторного входа в тонкий продуктивный пласт после пересечения повреждений, которые были расположены ниже сейсмической разрешающей способности.

- Очень короткий радиус бурения. Проектный забой имеет интенсивность естественного искривления $58^{\circ}/100$ футов.

- Увеличенная точность установки глубины и ориентации скважинного отклонителя.

3) Стоимость заканчивания скважин была снижена до 100 долларов на каждую заглушенную скважину. Конструкция верхних скважинных отклонителей до выбора была изменена так, что они стали располагаться слева, но с большой площадью сечения потока, чтобы не уменьшить уровень добычи с нижнего ответвления. Два из семи отклонителей обеспечивали оконный выход на низком уровне для того, чтобы достичь цели быстрее.

Улучшение показателей, влияющих на здоровье людей и окружающую среду

Эта программа основывается на рекорде колтюбинового бурения, увеличивает безопасность для персонала и снижает вредные влияния на окружающую среду. Вот некоторые из ключевых моментов:

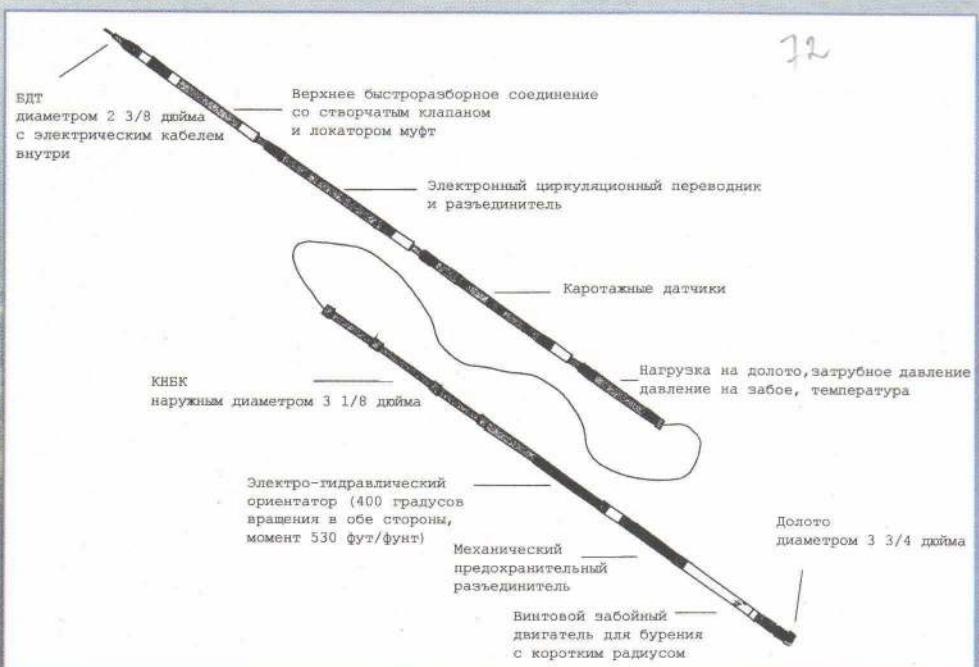
- уменьшение трудоемкости работы на оборудовании. Во время осуществления проекта данная колтюбиновая установка достигла вехи – «семь лет без производственных «сюрпризов»;

- отсутствие разного рода утечек в окружающую среду;

- колтюбиновые установки производят бурение скважин, диаметром $3\frac{3}{4}$ дюйма, на которых используется на 40% меньше бурового раствора по сравнению с роторными буровыми скважинами диаметром $6\frac{1}{8}$ дюймов. Это значительно уменьшает объем выбросов и стоимость бурового раствора;

- из-за более низкого потребления мощности колтюбиновыми установками на 40% уменьшилось загрязнение окружающей среды.

Компоновка низа бурильной колонны Baker Inteq Orient Xpress



НОВОЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ BAKER HUGHES INTEQ

**Колтюбинговое бурение с использованием
КИБК COIL TRAK в Омане и на Аляске**

Baker Hughes INTEQ, один из мировых лидеров в области разработки оборудования для колтюбингового бурения, в настоящее время занимается разработкой новой компоновки хвостовиков для колтюбинга под названием Coil Trak. Эта новая система является установкой второго поколения компоновок хвостовиков для бурения на депрессии с доставкой на колонне гибких насосно-компрессорных труб (НКТ) диаметром 3,5 дюйма.

В настоящее время в INTEQ уже существует прототип компоновки хвостовика Coil Trak, диаметром $2\frac{3}{8}$ дюйма, который прошел успешные испытания в Омане и на Аляске в январе и феврале 2001 года.

Описание колтюбинговой компоновки хвостовика Coil Trak

Новая колтюбинговая компоновка хвостовика Coil Trak представляет собой систему колтюбингового бурения, спускаемую на тросе, с наружным диаметром $2\frac{3}{8}$ дюйма. Система разработана для бурения скважин диаметром от $2\frac{3}{4}$ до $3\frac{1}{2}$ дюймов для применения на равнине и на депрессии. Ее исключительно модульная конструкция позволяет адаптировать оборудование к требованиям потребителя прямо на месте. Переменная часть компоновки хвостовика Coil Trak может быть изменена от

устройства, базирующегося на ориентаторе (ориентатор и коленчатый (рамный) гидравлический забойный двигатель) до вилки поворотного кулака (забойный двигатель с интегрированными регулирующими режущими пластинами – установка Auto Track). Эти альтернативные устройства заменяются прямо на скважине.

Остальные модули компоновки хвостовика могут оставаться теми же. Устройство, основанное на ориентаторе, совместно с регулируемым гидравлическим забойным двигателем сконструировано таким образом, чтобы проводить бурение составного сечения $50^{\circ}/100$ футов.

Разработка новой системы Coil Trak состояла из двух стадий. Стадия «А» включала стандартный, описанный ниже, набор компоновки хвостовика и устрой-

ство, основанное на ориентаторе. Стадия «В» состояла из усиленного ребрами механизма поворота и специальных компонентов, таких как переходный отчет о нарушении работоспособности, отсоединительный переводник.

Компоновка хвостовика Coil Track с блоком ориентатора состоит из следующих компонентов:

- высокого быстроразъемного соединения (UQC);
- переводника мощности и коммуникации/ LQC (P&C w/LQC);
- электрического переходного устройства рассоединения и циркуляции (EDC);
- датчика нагрузки на долото и датчика давления (DPS);
- переводника с гаммадатчиками и датчиками направления (DGS);
- гидравлической силовой секции (HPC);

- гидравлического ориентатора (HOT);
- винтового забойного двигателя ($2\frac{3}{8}$ дюймовый M1 X-P).

Испытания Coil Trak на месторождениях

Первое испытание на месторождении Yibal / Оман

Целью первого испытания на месторождении являлась проверка функционирования производственного оборудования и качества программного обеспечения испытаний на месторождении, а также проверка рабочих возможностей новой компоновки хвостовика Coil Trak диаметром $2\frac{3}{8}$ дюйма и ее отдельных компонентов в реальной скважине и в реальных условиях бурения. В дополнение должно было быть испытано управление компоновкой хвостовика и соответствующее управляемое оборудование

Общая техническая характеристика компоновки хвостовика Coil Track

Наружный диаметр инструмента	$2\frac{3}{8}$ дюйма
Диаметр ствола скважины	$2\frac{3}{4} - 3\frac{1}{2}$ дюймов
Максимальная скорость сборки (головки ориентатора)	50°/100 футов
Максимальная рабочая температура	150° C
Максимально возможная температура эксплуатации	175° C
Максимальное гидростатическое давление	1000 бар
Максимальное дифференциальное давление	300 бар
Максимальная скорость течения	225 л/мин



в режиме составления и размыкания компоновки хвостовика на рабочей платформе и платформе установки.

Общие сведения

Полевые испытания проводились в январе 2001 г. на собственной колтюбинной установке компоновки хвостовика Galileo 3 в Омане. В целом, компоновка хвостовика Coil Trak испытывалась в условиях работающей скважины и внутри скважины, проверяясь общие функции компоновки хвостовика. Дальнейшие испытания проводились индивидуально на каждом модуле и скважине. Первое испытание скважины было завершено с большим успехом. Все составные части компоновки хвостовика работали в соответствии с требованиями и подходили к модульной структуре компоновки хвостовика.

В режиме эксплуатации

Полевые испытания Coil Trak проводились во время стандартной работы по колтюбинному бурению с INTEQ's Orient Xpress™ для PDO на месторождении Yibal.

После того, как компоновка хвостовика OXP пробурила поворот $4 \frac{1}{8}$ дюйма и прошла часть скважины до измеренной глубины проходки 1612 м с отклонением 90° , было подготовлено оборудование спуска в скважину компоновки хвостовика Coil Trak. При спуске в скважину функция циркуляции электрического разъединительного и циркуляционного переводника испытывалась при различных скоростях размыкания.

В целом, было пробурено 175 м с отрицательным перепадом давления в соответствии с планом скважины для полевых испытаний. Время полевых испытаний

двух компоновок хвостовика составило 23 часа для циркуляции и 7 часов для бурения.

Второе испытание на месторождении Prudhoe Bay /Аляска

Второе испытание на месторождении проводилось на Северном склоне Аляски для компании BP.

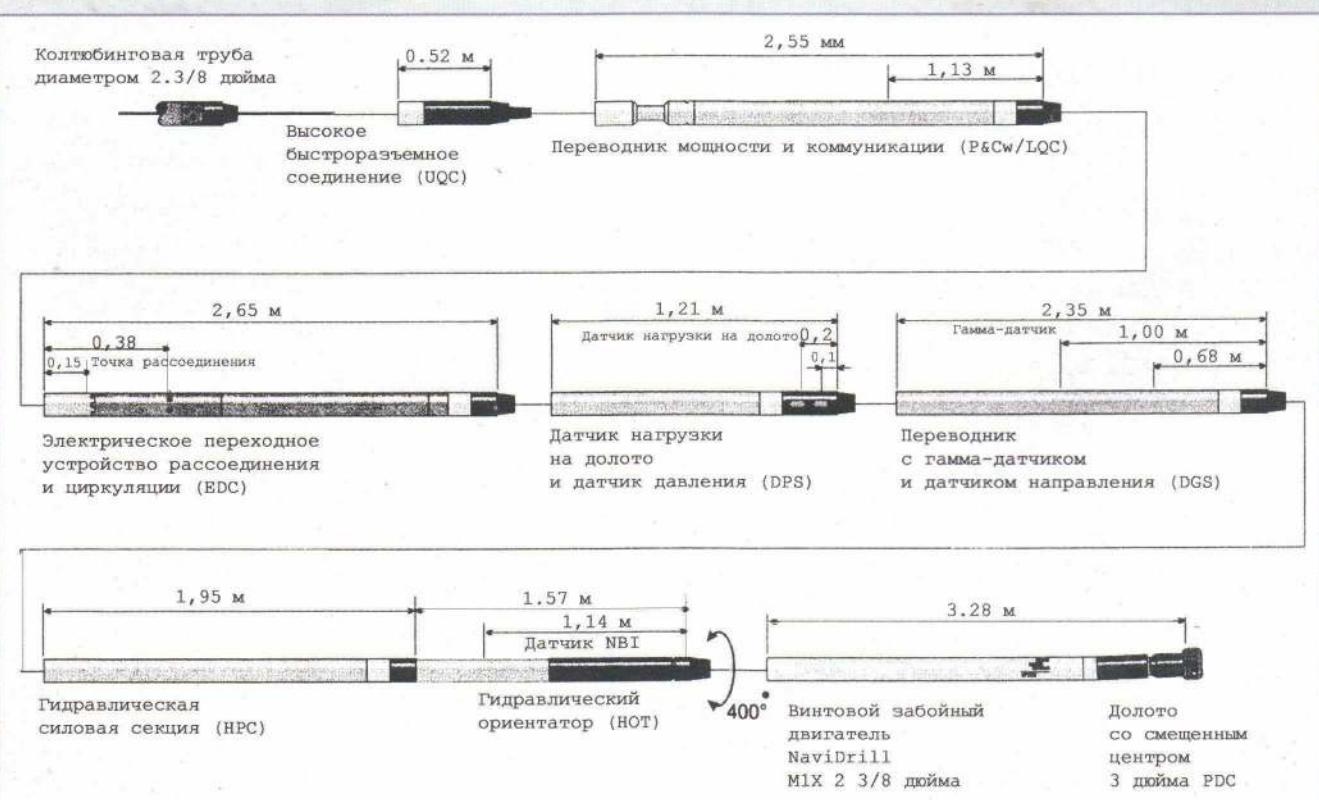
Общие сведения

Испытания проводились в феврале 2001 года. В обсадной колонне, диаметром 7 дюймов, с измеренной глубиной проходки 10759 футов, было сделано окно. Целью испытания данной установки являлось определение точного положения окна, размером 2,74 дюйма, выбранного из волокнистой цементной пробки. Это был первый выход из колонны, который высекался инструментом с приводом к электрической линии.

В режиме эксплуатации

Компоновка хвостовика Coil Track позволяла располагать окно внутри требуемой ориентации. Другим выигрышным моментом являлось наличие модуля EDC (электрического разъединительного и циркуляционного переводника), который использовался для быстрого размещения бурового раствора (метанола) без циркуляции через фрезеровочный мотор, что составляет несомненное удобство в связи с погодными условиями на Аляске. Фрезеровочные работы заканчивались с использованием пяти различных компоновок хвостовика, которые отработали 61 час в режиме циркуляции и 36 часов в режиме бурильных/фрезеровочных работ. При бурении точный контроль скрытой стороны был обеспечен использованием модуля ориентатора.

Общий вид компоновки хвостовика Coil Trak диаметром $2 \frac{3}{8}$ дюйма при испытаниях в условиях эксплуатации



МЕНЕЕ ТРЕХ ЛЕТ СОТРУДНИЧЕСТВА — БОЛЕЕ ТЫСЯЧИ СКВАЖИНО-РЕМОНТОВ

Взгляд специалистов сервисной службы.

Вопросы и ответы



Сергей Лебедев,
Валерий Корзун,
ООО «БелАСБИ»



Предлагаем читателям возвратиться в 1998 г., когда прошла 1-я Всероссийская научно-техническая конференция по проблемам применения технологии колтюбинга в нефтегазовом комплексе России. Главной обсуждаемой проблемой было создание конкурентоспособных колтюбинговых установок. Тогда за дело взялся Белорусский фонд развития и поддержки изобретательства и рационализации (ФИД) во главе с президентом Л. Грудиловичем. Уже в апреле 1999 г. колтюбинговой установкой РАНТ10-01 в НК «Беларуснефть» была отремонтирована первая скважина, выигран тендер на поставку колтюбинговой техники на предприятия ОАО «Газпром». В 2002 г. в нефтегазодобывающих и сервисных компаниях России эксплуатируется 27 колтюбинговых установок производства предприятий ФИД, которые уже отремонтировали более 1000 скважин.

Колтюбинговые установки Фонда завоевали признание в нефтегазодобывающих и сервисных компаниях России. Каждая из установок прошла через руки сотрудников сервисной службы ФИД как при проведении пуско-наладочных работ на предприятиях, так и когда случались технические отказы. Сегодня опытные специалисты сервисной службы излагают свой взгляд на существующие проблемы в области колтюбинговых технологий, делятся личным опытом.

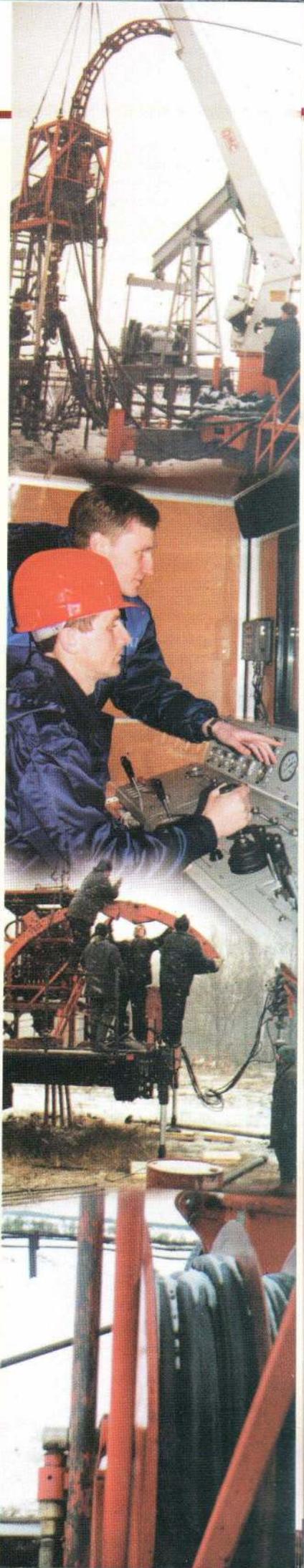
Как мы работаем?

Нормативно технические документы, используемые при проведении ремонта и интенсификации нефтяных и газовых скважин

Основным документом, в соответствии с которым проектируется и изготавливается техника для нефтегазовой отрасли, производятся работы на нефтяных и газовых скважинах, являются «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (РД 08298 № 24 от 9.04.98 г.). В разделе 3.3. «Оборудование, аппаратура, технологические процессы» находим несколько пунктов о том, чем должна быть оснащена колтюбинговая установка, а также требования к обслуживающему персоналу.

Известно, что применение колтюбинговых установок дает новые технологические возможности при строительстве нефтяных и газовых скважин (бурение и пр.), при добыве нефти, газа и газового конденсата (исследование скважин, депарафинизация скважин, повышение нефтегазоотдачи пластов и производительности скважин, ремонт и освоение скважин), а также при ведении геофизических работ в нефтяных и газовых скважинах.

В Общих положениях Правил в п. 1.1.4 записано: «На основе и в соответствии с требованиями настоящих Правил предприятия и организации разрабатывают (корректируют ранее действующие) технические условия, инструкции по безопасности труда по видам работ, профессиям; по



эксплуатации оборудования и инструмента; о порядке на рабочем месте; пользовании средствами защиты и т.п., обеспечивающими безопасность труда в конкретных условиях на протяжении всего цикла работ».

На всех предприятиях возникали вопросы: кто будет обслуживать и эксплуатировать колтюбинговые установки, какими документами обеспечить персонал, как теперь называть тех, кто работает на установках, и, наконец, какими должны быть формы обучения? Снова обращаемся к основному закону газовиков и нефтяников – Правилам, находим там общие требования к персоналу для работ на объектах нефтегазового комплекса (п. 1.3. Правил): «Работы с использованием колтюбинговых установок проводятся специально обученным персоналом». Каждое предприятие решает проблему обучения персонала для работы на колтюбинговых установках в меру своего понимания вопроса. В основном, выдается удостоверение на право обслуживания и эксплуатации колтюбинговых установок от региональных учебных центров. По тексту Правил, колтюбинговые установки выделены в отдельный тип оборудования для работ на скважинах наряду с агрегатами для ремонта скважин (подъемниками), канатной техникой, каротажными подъемниками, насосными агрегатами и др. Новый тип оборудования требует аттестации по новой специальности. На наш взгляд, настало время создать единый специализированный учебный центр (на данном этапе одного центра, например, в Москве, было бы достаточно).

Что касается нормативно-технической документации, то на сегодняшний день каждое предприятие само разрабатывает технологические регламенты, инструкции и т.п. документы. Основательный пакет документов в этом направлении уже имеется на таких предприятиях, как ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Уренгойгазпром», ООО «Ямбурггаздобыча»,

ОАО «Татнефть». Обобщить опыт передовых предприятий и сделать его общедоступным для всех организаций отрасли, которые уже применяют или намерены внедрить колтюбинговые технологии, – нелегкая задача. Но в условиях рыночной экономики такие понятия, как «обмен передовым опытом», «оказание технической помощи», «подтягивание отстающих» и т.д. ушли в прошлое. Ни одно предприятие не отдаст свои собственные наработки бесплатно. Здесь, по нашему мнению, эффективно работать будет следующий механизм: «Не разработал технологии сам – покупай, нет денег на покупку – не внедрай!».

Другой подход к созданию «колтюбинговых технологий широкого потребления» и разработке нормативно-технической документации для внесения изменений в Правила предложила II Всероссийская научно-техническая конференция по проблемам колтюбинга в нефтегазовом комплексе России, прошедшая в Москве в июне 2001 г. В ее решениях отмечена необходимость разработки новых методов повышения нефтеотдачи, обобщения и распространения опыта использования технологии колтюбинга, разработки нормативно-технической документации. Особо отмечено, что необходимо внести в «Концепцию инвестиционной политики Минэнерго России на среднесрочный период» предложения по внедрению колтюбинговых технологий. Решения такой авторитетной конференции вселяют надежду на то, что обозначенные выше проблемы получат должное рассмотрение.

Технические проблемы внедрения колтюбинговых технологий

Мы остановимся на проблемах использования противовывбросового оборудования, применяемого в комплексе с колтюбинговыми установками.

В «Правилах безопасности в нефтяной и газовой промышленности» четко не рег-

ламентируется, какое противовывбросовое оборудование (ПВО) должно устанавливаться при работе колтюбинговых установок на скважинах. Нет четких указаний и на применение конкретного типа ПВО при проведении работ посредством традиционных подъемников (п. 3.12.10 Правил: «схема установки и обвязки ПВО разрабатывается нефтегазодобывающим предприятием и согласовывается с территориальным ГГН»). Тем не менее, четко указан набор превенторов при проведении бурения скважин, а именно четырех превенторов (включая «перезывающий»), которые имеют избыточное устьевое давление. Существует также требование (п. 2.9.20 Правил), что для доступа к ПВО должен быть установлен твердый настил. Пункт 2.9.16 говорит о том, что при замене деталей ПВО или замене плашек ПВО опрессовывают давлением испытаний колонны (рабочим давлением ФА).

В п. 5. Правил, где речь идет о работе на скважинах с повышенным содержанием сероводорода, можно прочитать следующее: «На устье фонтанной скважины на период ремонта, связанного с разгерметизацией устья, необходимо установить ПВО, в состав которого должен входить превентор со срезающими плашками» (п. 5.9.9).

Колтюбинговые установки выполняют работу в различных условиях, начиная от скважин без избыточного давления на устье до скважин с аномально высоким давлением и высоким содержанием сероводорода. Однако пока состав комплекта ПВО не подлежит согласованию с заказчиком, и всем без исключения поставляется четырехпревенторный блок. Во многих случаях его возможности не используются, а вместе с тем блок превенторов необходимо оборудовать дополнительными приспособлениями.

Проведем анализ работы противовывбросового оборудования, применяемого на колтюбинговых установках производства предприятий ФИД. Вот примеры некото-

рых возможных неисправностей, связанных с включением в работу блока превенторов, и действия при этом обслуживающего персонала:

1. При проведении СПО вышел из строя устьевой герметизатор.

Необходимо поменять уплотнитель при смонтированном на скважине инжекторе и блок превенторов. Для этого необходимо закрыть «трубные» плашки блока превенторов и тем самым перекрыть пространство между безмуфтовой длинномерной трубой (БДТ) и НКТ. На практике никогда не пользовались этой возможностью. Всегда меняли уплотнитель при транспортном положении инжектора, когда необходимое давление на прижим для герметизации доходило до 12 МПа. Причиной тому является сложность замены уплотнителя при заправленной БДТ.

2. Система прижима цепей инжектора не обеспечивает удержание БДТ или требуется оставить БДТ в скважине без контроля со стороны бурильщика.

Необходимо закрыть «удерживающие» плашки блока превенторов, так как они имеют ряд недостатков. Первый из них это то, что при удержании БДТ от неконтролируемого спуска в скважину «удерживающие» плашки происходят повреждение поверхности БДТ, и может произойти обрыв. В крайнем случае, БДТ подвешивают на «удерживающие» плашки и оставляют без контроля на долгое время. Вообще, бурильщики неохотно пользуются «удерживающими» плашками, т. к. после их закрытия на БДТ остаются следы. В отличие от НКТ, БДТ работает на «сгиб-разгиб», и любой след на поверхности является концентратором напряжений. Вместе с тем, наличие большого количества концентраторов ведет к сокращению срока службы БДТ.

3. Произошла разгерметизация БДТ выше инжектора и ниже блока превенторов [при избыточном давлении на устье скважины].

В этом случае рекомендуется, как написано во всех



инструкциях по эксплуатации колтюбинговых установок: подвесить БДТ на «удерживающие» плашки; перерезать БДТ посредством «перерезывающего» превентора; закрыть «трубные» плашки; а также загерметизировать устье скважины «глухими» плашками. Дальше предписывается глушить скважину, а каким образом это реализовать — не раскрывается. Во многих случаях заглушить скважину через затрубное пространство не удается, т. к. нет сообщения «затруб-трубки». Однозначно можно заглушить скважину по межтрубному пространству НКТ-БДТ, но для этого надо подавать задавочную жидкость (тяжелый раствор) через боковой отвод блока превенторов, расположенный между «трубной» и «глухой» плашками. Боковой отвод не оборудован вводом с задвижкой, чтобы подсоединить задавочную линию.

Глушение скважины — это крайняя мера, особенно при работе колтюбинговых установок, где преимуществом является работа без глушения скважины.

На основании вышеизложенного, мы предлагаем технологию извлечения БДТ без глушения скважины для аналогичной ситуации и просим читателей поделиться собственным опытом по извлечению подвески БДТ.

Описание технологии:

- инжектор демонтируется с устья скважины и устанавливается на технологические опоры, предоставляющие возможность работать под инжектором (расстояние 1900–2000 мм от гайки герметизатора до поверхности земли);

- БДТ выпускается из герметизатора на 400–500 мм, труборезом отрезается 70–80 мм;

- на свободный конец БДТ устанавливается переводник для крепления винтового забойного двигателя (ВЗД) (Д-42, Д-48 или др. в зависимости от условий);

- устанавливается центратор диаметром 65 мм;

- на ВЗД крепится торцевая фреза (диаметром на 10–15 мм больше диаметра БДТ);

- через лубрикатор, в котором находится компоновка ВЗД-фреза, инжектор крепится на блок превенторов. Должно соблюдаться условие герметичности в соединениях «лубрикатор-герметизатор» и «лубрикатор-блок превенторов»;

- открываются «глухие» и «перерезывающие» плашки блока превенторов;

- подается фреза до торца БДТ, фрезеруется смятый торец на 50–60 мм;

- компоновка подается вверх, закрываются глухие плашки блока превенторов;

- инжектор с лубрикатором демонтируется на технологические опоры или приподнимается над блоком превенторов;

- торцевая фреза заменяется на цилиндрическую с конусным заходом или развертку. Наружный диаметр цилиндрической фрезы или развертки должен быть равен внутреннему диаметру БДТ;

- монтируется инжектор с лубрикатором на блок превенторов;

- открываются глухие плашки;

- обрабатывается внутренняя поверхность БДТ (снимается внутренний грат) на глубину 80–90 мм;

- инжектор с лубрикатором демонтируется на технологические опоры или приподнимается над блоком превенторов;

- цилиндрическая фреза или развертка заменяются на специальный метчик-пробку с герметичной конусной резьбой под нарезку на внутренней поверхности БДТ с одной стороны и резьбовой частью с другой (не исключается подсоединение другого герметизирующего инструмента);

- монтируется инжектор с лубрикатором на блок превенторов;

- открываются глухие плашки;

- на внутренней поверхности БДТ нарезается резьба и тем самым герметизируется внутренняя полость БДТ. Одновременно надежно скрепляется подвешенная часть БДТ с компоновкой ВЗД-пробка, и навернутая пробка проверяется на герметичность;

- если конструктивные возможности ВЗД и крепежный позволяют, то производится испытание соединений на прочность, т. е. создается усилие посредством инжектора, равное 1,5 веса подвешенной БДТ, но не более расчетного по соединениям;

- открываются «удерживающие» и «трубные» плашки;

- поднимается верхний конец БДТ выше блока превенторов на 150–200 мм;

- закрываются «удерживающие» и «трубные» плашки;

- демонтируются инжектор и лубрикатор, при этом ВЗД и пробка рассоединяются, ВЗД уходит с компоновкой, а пробка остается на БДТ;

- если конструктивные возможности компоновки не позволяют приподнять БДТ, то после проверки соединения БДТ-пробка на герметичность, демонтируется инжектор и лубрикатор, при этом ВЗД и пробка рассоединяются, ВЗД уходит с компоновкой, а пробка остается на БДТ;

- переводник, герметизирующий БДТ, на резьбовую часть пробки крепится вручную, другая часть переводника выступает над блоком превенторов на 150–200 мм;

- демонтируется лубрикатор и ВЗД с переводником и центратором;

- на БДТ в инжекторе крепится переводник для крепления, равного наружному диаметру БДТ инструмента (внутренняя вальцовка с резьбой);

- инжектор подводится к выступающему из блока превенторов торцу БДТ;

- специальным переводником, равным по наружному диаметру с БДТ, скрепляются две части БДТ;

- инжектор монтируется на блок превенторов;

- проводится испытание на разрывную прочность (при закрытых «удерживающих» и «трубных» плашках). Тянувшее усилие инжектора при испытаниях — не больше расчетного на соединениях переводников;

- «трубные» и «удерживающие» плашки открываются;

- проводится испытание на герметичность устьевым давлением;

- БДТ наматывается на барабан для последующего ремонта.

При проведении большинства технологических операций с использованием колтюбинговых установок требуется организация линий для создания циркуляции промывочных и других жидкостей. Сейчас это либо отвод от ФА (что не приветствуется, а в некоторых случаях запрещается НГДУ и ГП), либо самодельная крестовина или тройник (что допускается Правилами). Длина крестовины тройника с переводником составляет 700–800 мм, что может повлечь за собой невозможность работать длинными компоновками забойного инструмента. Неоправданное увеличение высоты сборки тоже нелогично, особенно при работе с ЦА-320. Затрачивается время на монтаж-демонтаж крестовины-тройника и переводника. Скорее всего, в нижней части блока превенторов можно выполнить ввод с вентилем для подсоединения «обратки».

На суд компетентного читателя выносим предложения по реализации «нового подхода» к ПВО при работе колтюбинговой техники. Вначале проведем некоторые рассуждения и аналогии.

При ремонте и геофизических исследованиях скважин с использованием канатной техники работы проводятся под давлением, а также требуется герметизация устья. Герметизирующие устройства, используемые в канатной технике, называются лубрикаторами. Устанавливаются также одноплашечные превенторы с возможностью герметизировать канат в стационарном положении. В состав лубрикатора обычно включены ловитель каната и уплотняющее устройство, работающее как при движении каната, так и при его остановке. Перерезывающий элемент в конструкциях устьевых устройств канатной техники не предусматривается. Не предусмотрена и герме-

Сервисная служба

тизация скважины при отсутствии каната в устройстве, а скважину, при необходимости, герметизируют задвижками ФА. Но в отличие от БДТ, через канат не может проходить поток жидкости вследствие отсутствия у каната внутренней полости. Использование всех функций четырехпластичного блока превенторов колтюбинговой установки может быть реализовано (при определенной доработке) только в том случае, если произошла разгерметизация БДТ ниже превентора и выше инжектора одновременно.

При дальнейших рассуждениях возьмем за тезис то, что БДТ специально не перерезается. В практике эксплуатации как зарубежной, так и отечественной колтюбинговой техники не было случая, чтобы бурильщик в аварийной ситуации «сработал» перерезывающими плашками блока превенторов.

Тем не менее, герметизировать внутреннюю полость БДТ, если одновременно произошла ее разгерметизация выше инжектора и ниже превентора, необходимо. Для этого предлагается: установить на выходе из инжектора устройство, пережимающее проходное сечение БДТ (принцип, используемый во многих областях техники и медицины).

К обсуждению проблем по совершенствованию противовыбросового оборудования для колтюбинга приглашаем всех читателей журнала.

Последовательное техническое обслуживание колтюбинговой и другой нефтепромысловой техники на нефтегазодобывающих предприятиях

Особенностью «национального сервиса» является тот факт, что каждое нефтегазодобывающее предприятие организует сервисное обслуживание эксплуатируемого оборудования индивидуально, т. е. занимается неспецифичным для себя делом. Наши специалисты побывали на пятнадцати предприятиях нефтегазодобывающего комплекса России и наблюдали

приблизительно одинаковую ситуацию: весь парк технологической и специальной техники закреплен за подразделениями, именующимися УТТ и СТ (силами своих специалистов и проводится весь комплекс технического обслуживания и ремонта техники). При этом качество технического обслуживания напрямую зависит от уровня подготовки рабочих, инженерно-технического состава и оснащенности базы производственно-го обслуживания.

Обязательным структурным подразделением являются и ремонтно-механические мастерские (РММ), на которых изготавливается несложное оборудование и «самопальный» ЗИП. Почти никогда качество изделий, изготовленных в РММ, не удовлетворяет эксплуатационников по своему качеству. Происходит это по следующим объективным причинам: изношенность оборудования, недостаточные технологические возможности, относительно малая оплата труда персонала и связанный с этим уровень его квалификации. Все эти вспомогательные, повторяем, неспецифические для нефтегазодобывающих предприятий структуры находятся на балансе предприятий и являются затратным звеном. Но серьезных альтернативных, экономически выгодных предложений по ремонту и техническому обслуживанию техники нет.

В структурах подразделений нефтегазодобывающих предприятий, занимающихся ремонтом и интенсификацией скважин, колтюбинговая техника является качественно новым оборудованием. По своей сложности оно стоит на порядок выше ранее используемого и требует высококвалифицированного технического обслуживания и ремонта.

По нашему мнению, задача по организации сервисного обслуживания колтюбинговых установок импортного и отечественного производства должна решаться специализированными сервисными структурами и под эгидой предприятий-изготовителей техники. Только они способ-

ны обеспечить качественный сервис. С этим утверждением согласны буквально все эксплуатирующие организации и производители техники, однако лишь в виде общих рассуждений о судьбе отечественного сервиса. На сегодняшний день положительного опыта сотрудничества в этой области не существует. Надо отметить, что большинство отечественных колтюбинговых установок, работающих в России, имеют небольшой (от года до двух) срок эксплуатации, и неисправностей, связанных с отработкой ресурса, нет. Но уже сейчас необходимо создать систему ремонтов колтюбинговой техники и разработать ремонтную документацию, регламентирующую эту систему.

Первыми о необходимости создания сервисной структуры для обслуживания нефтепромысловой техники заявили специалисты ОАО «Сургутнефтегаз», одного из самых передовых предприятий нефтегазового комплекса России. Известно, что парк нефтепромысловой техники этого гиганта в основном состоит из зарубежной техники, в частности, колтюбинговых установок «Хайдра Риг». Срок эксплуатации большинства колтюбинговых установок в объединении составляет от четырех до шести лет.

С течением времени из строя выходит даже «заокеанская» техника, а ненавязчивый американский сервис очень дорог даже для такой богатой компании, какой является ОАО «Сургутнефтегаз». Американские фирмы при поставке своего оборудования делают все возможное, чтобы специалисты организаций, получивших их технику, знали о ней только самое необходимое, образно говоря, «за какую ручку дергать», и не более того. Желание, чтобы за любой мелочью обращались к «американскому сервису», понятно, но то, что проходит в странах «третьего мира», да и в экономически развитых странах, не «проходит» в России. Выводы каждое предприятие пусть делает само.

А вот, например, специалисты СУПНП и КРС ОАО «Сургутнефтегаз» поддерживают технику в работоспособном состоянии собственными силами. Один из авторов этого материала имел возможность лично присутствовать при проведении пуско-наладочных работ на колтюбинговых установках производства предприятий Белорусского ФИД М-20 и М10-01 и познакомиться с блестящей работой инженеров «Сургутнефтегаза», которые непосредственно отвечают за состояние техники. Это заместитель начальника по транспорту Н.В. Белоконь, начальник ОЭ С.В. Янчевский, начальник а/к № 3 А.Ю. Морякин. Хочется отметить оперативность их действий и эффективность принятых мер по устранению любой неисправности, а также четко налаженный и строго соблюдающий график ТО-1 и ТО-2. При проведении сервиса в режиме «скорой помощи» они обходятся без посредничества американских коллег.

Тем не менее, проведение средних и капитальных ремонтов требует подключения сервисных служб предприятия, имеющего опыт в разработке и внедрении системы ремонтов. И предлагаемые условия должны быть максимально выгодны для нефтяников и газовиков.

Первые шаги в этом направлении сделали отечественные изготовители — предприятия Белорусского ФИД. Они успешно провели капитальный ремонт инжекторов «Хайдра Риг» и «Стюарт Стивенсон» для ОАО «Сургутнефтегаз».

Приглашаем к диалогу о путях совершенствования технического обслуживания и ремонтов нефтепромыслового оборудования специалистов нефтегазодобывающих предприятий России.

В заключение обращаемся ко всем читателям журнала «Время колтюбинга» с предложением обсудить проблемы колтюбинговых технологий, конструкции колтюбинговых установок, системы сервисного обслуживания и обучения персонала.



АЛЯСКА

Первые документальные упоминания о нефтяных месторождениях на Аляске можно найти в русских источниках

Первая промышленная нефтеносная скважина на Аляске была пробурена в 1902 году в местечке Каталла, на южном прибрежном шельфе материковой части нынешнего одноименного штата. Но первое документальное упоминание об использовании нефти в качестве топлива вдоль Арктического побережья появилось за десятилетия до этого. В XIX веке эскимосы выдалбливали нефтеносные глыбы в тундре для обогревания жилища. Особенно активно и успешно такая добыча велась на мысе Симпсон, который находится на 50 миль к востоку от самой северной точки Аляски — городка Барру, а также на мысе Ангун.

В 1853 году русские документально упоминают о просачивании нефти в другом месте — на западном побережье залива Кука, мысе Анкор (уже в 1859

году в штате Пенсильвания были пробурены первые коммерческие нефтяные скважины, причем добыча на них оказалась успешной по всему региону). Однако в 1882 году, то есть 15 лет спустя после продажи Аляски Соединенным Штатам, добыча на этом Нефтяном мысе, предпринятая одним геологом-разведчиком, оказалась безуспешной. Лишь в 1898 году бурильщики стали добывать здесь по 50 баррелей нефти в день из скважины глубиной 700 футов. Но и они оставили скважину после того, как натолкнулись на воду на глубине 1000 футов.

Однако вернемся к самой первой буровой на Аляске в районе местечка Каталла. Просачивание нефти здесь, в лесистом болотистом месте на побере-

жье залива Аляска, было обнаружено американцами в 1896 году. Открытие было сделано случайно, когда во время охоты на медведей Том Уайт нашел западню, в которой были просачивания нефти. Из любопытства, как он объяснил позже, он вернулся и швырнул фитиль в лужу, которая горела больше недели.

Всего в этих местах было пробурено сорок четыре скважины. За тридцать лет, отсчитывая с 1900 года, когда в Каталле появилась первая опытная скважина, добыча составила 154 тыс. баррелей нефти из 18 устойчивых скважин. Нефтедобыча достигла 20 баррелей в день. Частично природное топливо использовалось в Кордове, где в то время находилась железнодорожная станция. (154 тыс. баррелей

равны двухдневной добыче действующего в настоящее время месторождения Алтай на северном склоне Аляскинского хребта.)

К сожалению, Каталла, основанная как поселение в 1903 году и названная от местного индейского «baу», т.е. Нефтяным мысом, недолго испытывала экономический подъем. Здешний нефтеперерабатывающий завод сгорел на Рождество 1993 года, и месторождение на краю Берегового хребта было вскоре закрыто. Постепенно количество жителей местечка уменьшалось, и к 2000 году здесь не было зарегистрировано ни одного жителя, а саму Каталлу уже не найти ни на одной карте.

Сегодня существуют попытки открыть поблизости месторождение, которое будет давать нефть и газ. Президент компании по бурению оценил запасы нефти в количестве 50 миллионов баррелей. Основные же месторождения штата в области добычи, Прудхоу Бей и Купарук, располагаются вдоль Арктического побережья.

В статье использованы материалы сайта: www.alaska.com

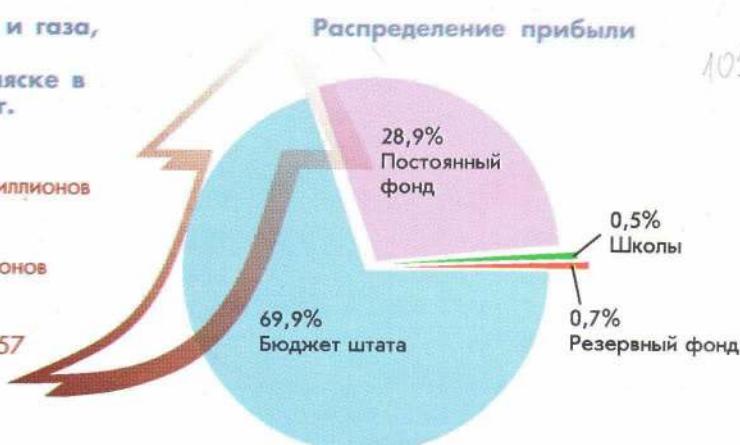


Добыча нефти и газа, использование прибыли на Аляске в декабре 2001 г.

Нефть: 35,30 миллионов баррелей

Газ: 46,13 миллиардов кубических футов

Прибыль: \$ 49,57 миллионов



НП ЦРКТ

- Основанная на членстве некоммерческая организация, учрежденная юридическими лицами
- Осуществляет деятельность, направленную на развитие колтюбинговых технологий, разработку и внедрение колтюбинговой техники

Основные направления деятельности НП «ЦРКТ»

- изучение опыта применения длинномерных безмуфтовых труб;
- координация связей между заинтересованными производителями и потребителями колтюбинговой техники;
- содействие подготовке и переподготовке кадров в сфере разработки и применения колтюбинговых технологий;
- организация и проведение конференций, семинаров, симпозиумов, деловых встреч, как в Российской Федерации, так и за ее пределами;
- организация и проведение выставок, выставок-продаж, ярмарок, торгов, как в Российской Федерации, так и за ее пределами;
- проведение технико-экономических, финансовых, правовых и прочих экспертиз и консультаций;
- формирование компьютерного банка данных по вопросам своей деятельности;
- издательская деятельность, выпуск периодических изданий научно-исследовательского, информационного и рекламного характера по предмету деятельности НП «ЦРКТ».



**Тел./факс: (095) 921-98-04
E-mail: crkt@inbox.ru**

ВСЕ НАЧИНАЛОСЬ ТАК

Представляем читателям оригинальную, на наш взгляд, рубрику «Однажды на скважине». Ее ведущий Пакер Зумфович Забойный — человек бывалый, заслуженный бурильщик многих нефтегазодобывающих предприятий. Он искался не одну тысячу километров по нефтяным, газовым и газоконденсатным месторождениям России. Все случаи, которые будут отписаны в рубрике, — это реальные события, произошедшие либо с самим автором, либо с его коллегами. Надеемся, что истории из жизни смекалистых нефтяников не только порадуют, но и обогатят опыт работников нефтегазодобывающей отрасли. Не всегда будет точно указано место действия, но реальность событий не стоит подвергать сомнению.

Дело было на заре внедрения колтюбинговых технологий. Испытывали мы опытный образец колтюбинговой установки. Никто еще толком не знал, чего же можно добиться, спустив трубу диаметром 33,5 мм в скважину. Но нам очень хотелось получить результат. И вот, руководство одной из нефтяных компаний стран СНГ взяло на себя ответственность и пригласило нас провести работу на фонтанной нефтяной скважине с предполагаемым устьевым давлением около 20 МПа. Скважина располагалась в лесу и уже семь лет находилась в консервации. На прискважинной площадке вырос молодой лесок, выводить скважину из бездействия не собирались, о чем красноречиво свидетельствовала табличка. Информация на ней гласила, что скважина законсервирована до 1.02.2001 г.

Устьевые манометры показали нулевое значение, скважина была заглушена тяжелым раствором. Впрочем, точной информации за давностью лет дать никто не мог. Смонтировали установку на устье и потихоньку стали «майновать» гибкую трубу. Свободный конец трубы был оборудован обратным клапаном и насадкой типа «перо». На презентацию собралось народа человек сто, не меньше: и «Газпром», и «Минтоп», и представители различных нефтяных компаний.

При этом скоплении важных чинов мы сразу получаем ЖП в ФА (для непосвященных расшифрую, уперлось наше «перо» где-то в элемент фонтанной арматуры и не хочет дальше идти — жесткая, значит, посадка). Теперь-то мы знаем, чтобы этого не было, срез «перо» лучше ориентировать «на установку». А тогда долго мучились, но, тем не менее, «проход» получили. Пошли дальше, т.е. глубже, идем тихонько с промывочной по пробке с посадками при полном всеобщем удовлетворении течением процесса. Только у главного инженера предприятия испарина на лбу проступает от напряжения. Однако на этом предприятии принцип «война войной, а обед по расписанию» соблюдался четко, и ровно в 16.00 прозвучала команда «стоп машина», «все работы прекратить, конец смены». Это сейчас мы знаем, что, не окончив техпроцесс, останавливать работы никак нельзя — можно получить большие проблемы. А тут, пройдя около 2000 метров по баррите, имея под пробкой 20 МПа, остановили работу. Правда, гибкую трубу приподняли на 30 метров. Бурильщиков отправили домой, дежурить оставили помощников.

Часа через два скважина «заработала» сама, видимо до подошвы пробки осталось совсем немного. Попала наша «славянская» нефть. ПВО установки и ФА

выдержали, на устье было 18 МПа. Попала «вира». И когда в скважине оставалось 130–150 метров гибкой трубы, бурильщик решил ослабить прижим цепей, чтобы не нагружать трубу. Теперь-то все знают, что если на устье избыточное давление, то прижим цепей должен быть максимальным, чтобы под действием скважинного давления гибкую трубу не «выдавило» из скважины через инжектор. При этом барабан не успевает намотать трубу. Но об этом тогда и не подозревали, и вот, когда трубы в скважине оставалось около 50 метров, она пошла свечой вверх. Бурильщик этого не заметил, ведь тогда обзор из кабины был как из танка (это сейчас обзор хороший: бурильщик, как капитан корабля, все видит). Так вот, прошла она вверх метров тридцать и стала падать. Наблюдающие со стороны за процессом представители — все люди опытные, — не дожидались, пока труба выберет, в какую сторону упасть, побежали к лесу. Бурильщик увидел бегущую толпу «официальных и полномочных» и понял — что-то не в порядке. Среагировал быстро, прижал колодки цепи подачей инжектора «вниз», «собрал с земли трубу», реверсом подачи инжектора «отрихтовал» погнутые участки трубы и в нормальном режиме поднял трубу до устья скважины. Закрыли задвижки ФА, демонтировали установку.

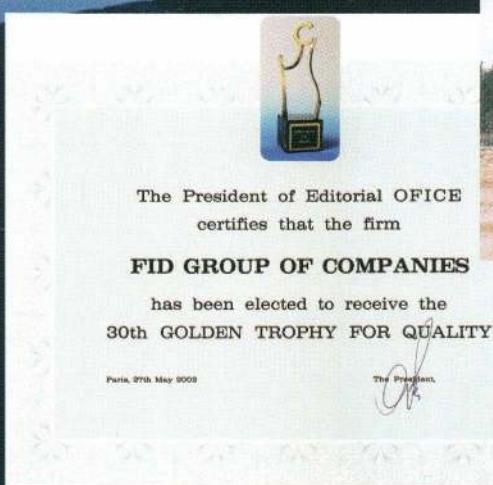
Когда же отъехали от скважины метров на тридцать, главный инженер пожал всей бригаде руки, сказал спасибо, напряжения на его мужественном лице уже не наблюдалось. Скважину сдали эксплуатационщикам к их удивлению и радости — будет дополнительная, никем не прогнозируемая добыча. Вот так прошла эта, в чем-то уникальная работа.

В роли
Пакера Забойного
был Сергей Лебедев.

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ ПО НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ВО ВСЕМ СВЕДЕНИИ

9—12 июля	Petroleum Equipment Asia 2002 2-я Международная выставка нефтяного и газового оборудования, Сингапур.
27—30 августа	ONS Международная выставка и конференция по офшорной зоне Северного моря, Ставангер, Норвегия.
1—5 сентября	Rio Oil & Gas Expo Международная выставка по нефти и 17-ый Всемирный нефтяной конгресс, Рио-де-Жанейро, Бразилия.
23—25 сентября	APPEC Международная Азиатская выставка по нефти и газу, Сингапур.
18—21 сентября	PETRO-GAS 2001 Бухарест, Румыния.
24—26 сентября	Oil&Gas Варшава, Польша.
октябрь	Autopetro 2002 Международная автомобильная и нефтяная выставка и конференция, Хошимин, Вьетнам.
1—4 октября	НЕФТЬ И ГАЗ 2002 (KIOGE' 2002) 10-я Казахстанская международная выставка, Алматы, Казахстан.
3—5 октября	Oil & Gas North Africa Международная Североафриканская выставка по нефти и газу, Тунис.
6—11 октября	SEG 72-я Международная выставка по нефти и газу, конференция Союза геофизиков Америки, Солт Лейк Сити, США.
октябрь	PROGAS' 2002 Международная выставка, Каир, Египет.
13—15 октября	TUBITEC CHINA 2002 Международная выставка, Шанхай, Китай.
28—31 октября	НЕФТЬ И ГАЗ' 2002 Международная выставка, Киев, Украина.
29—31 октября	Нефть и Газ 2002 7-я Туркменская международная выставка, Ашхабад, Туркменистан.
13—16 ноября	IPPE' 2002, Нефтехимическая выставка, Пекин, Китай.
19—22 ноября	OSEA 2002 14-я Международная азиатская выставка и конференция по офшорным технологиям добычи нефти и газа, Сингапур.
19—22 ноября	RLPAsia 2002 6-я Международная Азиатская выставка и конференция по нефте- и газопереработке, Сингапур.

ГРУППА КОМПАНИЙ ФИД



The President of Editorial OFFICE
certifies that the firm

FID GROUP OF COMPANIES

has been elected to receive the
30th GOLDEN TROPHY FOR QUALITY

Paris, 27th May 2008

The President,



ДИПЛОМЫ



2002

**Первый номер журнала "Время колтюбинга" подготовлен
к Международной выставке "НЕФТЕГАЗ-2002" (г. Москва, 24-28 июня)**

**Время
колтюбинга**



НП «ЦРКТ»:

**Тел./факс: (095) 921-98-04
e-mail: crkt@inbox.ru**

