

В.С. КРОЛЬ, А.К. КАРАПЕТОВ

ПОДЗЕМНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ КАНАТНОЙ ТЕХНИКИ



МОСКВА „НЕДРА” 1985

УДК 622.276.7

В.С. Кроль, А.К. Карапетов. Подземный ремонт скважин с помощью канатной техники. — М.: Недра, 1985. 192 с.

Обобщен опыт работ инструментами, спускаемыми в скважину на тросе или проволоке при ремонте нефтяных и газовых скважин без подъема колонн насосно-компрессорных труб на поверхность. Даны рекомендации по предупреждению осложнений в процессе ремонта скважин. Описаны агрегаты и оборудование, спускаемое в скважину на колонне насосно-компрессорных труб и на проволоке, осложнения, возникающие при работе, их предупреждение и ликвидация. Рассмотрены подготовка, наладка, обслуживание и ремонт канатной техники, а также организация работ и охрана труда при их выполнении.

Для инженерно-технических работников, занимающихся подземным ремонтом скважин и добычей нефти.

Табл. 15, ил. 83, список лит. — 46 назв.

Рецензент: инж. *Е.И. Бухаленко* (Миннефтепром)

Владимир Семенович Кроль, Арнольд Кароевич Карапетов

ПОДЗЕМНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ КАНАТНОЙ ТЕХНИКИ

Редактор издательства *О.А. Латышева*

Обложка художника *О.В. Камалева*

Художественный редактор *В.В. Шутько*

Технический редактор *О.А. Колотвина*

Корректор *Е.К. Антонова*

Операторы *В.И. Волкова, Е.Р. Левочкина*

ИБ № 4847

Подписано в печать 29.10.84. Т—20163. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага офсетная № 1. Набор выполнен на наборно-печущей машине. Гарнитура "Универс". Печать офсетная. Усл. печ. л. 12,0. Усл. кр.-отт. 12,38. Уч.-изд. л. 13,83. Тираж 1655 экз. Заказ 1178 /8775—6. Цена 75 коп.

Ордена "Знак Почета" издательство "Недра",
103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Московская типография № 9 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательства, полиграфии и книжной торговли.
Москва Ж-33, Волочаевская, 40.

К 2504030300—201
043 (01)—85 свод. пл. подписных изд. 1985 г. © Издательство "Недра", 1985

ГЛАВА I

ОСНОВЫ МЕТОДА ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН БЕЗ ПОДЪЕМА НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Подземный ремонт нефтяных и газовых скважин — одна из основных и важных операций по восстановлению режима работы скважин, стабилизации и повышению добычи нефти и газа. В то же время подземный ремонт — это самый сложный и трудоемкий процесс в нефтегазодобывающей промышленности. Он проводится в скважинах при нарушении оптимального режима работы, что обычно выражается в постепенном снижении дебита или полном прекращении подачи продукции.

Традиционно работы по восстановлению заданного технологического режима эксплуатации скважины связаны с подъемом насосно-компрессорных труб (НКТ) и подземного оборудования для его замены или ремонта и обратным спуском в скважину. Работы по спуску и подъему труб отнимают около 20–30 % [34] времени, затрачиваемого на подземный ремонт, и остаются тяжелыми и дорогостоящими.

С изменением географии размещения основных нефтегазодобывающих районов и увеличением глубин скважин условия выполнения работ еще более усложняются. А если учесть, что ежегодно на нефтегазодобывающих предприятиях страны выполняется более трехсот тысяч подземных (текущих и капитальных) ремонтов [34], можно оценить степень трудоемкости подземного ремонта, выполняемого по известной технологии. Даже систематическое проведение конструкторских работ по механизации и автоматизации ручных операций, улучшению транспортабельности и уменьшению массы спуско-подъемного оборудования при подземном ремонте скважин не позволяет радикально решать проблему высокой трудоемкости ремонта (прежде всего свинчивания труб, работы с элеваторами и т. д.). Большие массы и габариты спуско-подъемного оборудования — это главная причина больших затрат времени на транспортные и подготовительно-заключительные операции, что особенно отрицательно сказывается на производительности труда в основных нефтегазодобывающих районах нашей страны, где отсутствуют стационарные грузоподъемные устройства, а дорожно-климатические условия чрезвычайно тяжелые. Доля времени на транспортные операции в этих районах возрастает до 50 % времени всего цикла операций по подземному ремонту, а на подготовительные — до 20–30 %.

Ясно, что создание малооперационной технологии подземного ремонта, а следовательно, облегчение и ускорение проведения ремонтно-профилактических работ в скважине в этих условиях является одним из основных факторов повышения эффективности и рентабельности эксплуатации скважин.

Достигнутый в зарубежной практике и у нас в стране прогресс в области техники и технологии подземного ремонта фонтанных и газлифтных скважин позволил принципиально изменить оборудование, механизмы и инструмент для выполнения ряда ремонтных работ без подъема НКТ.

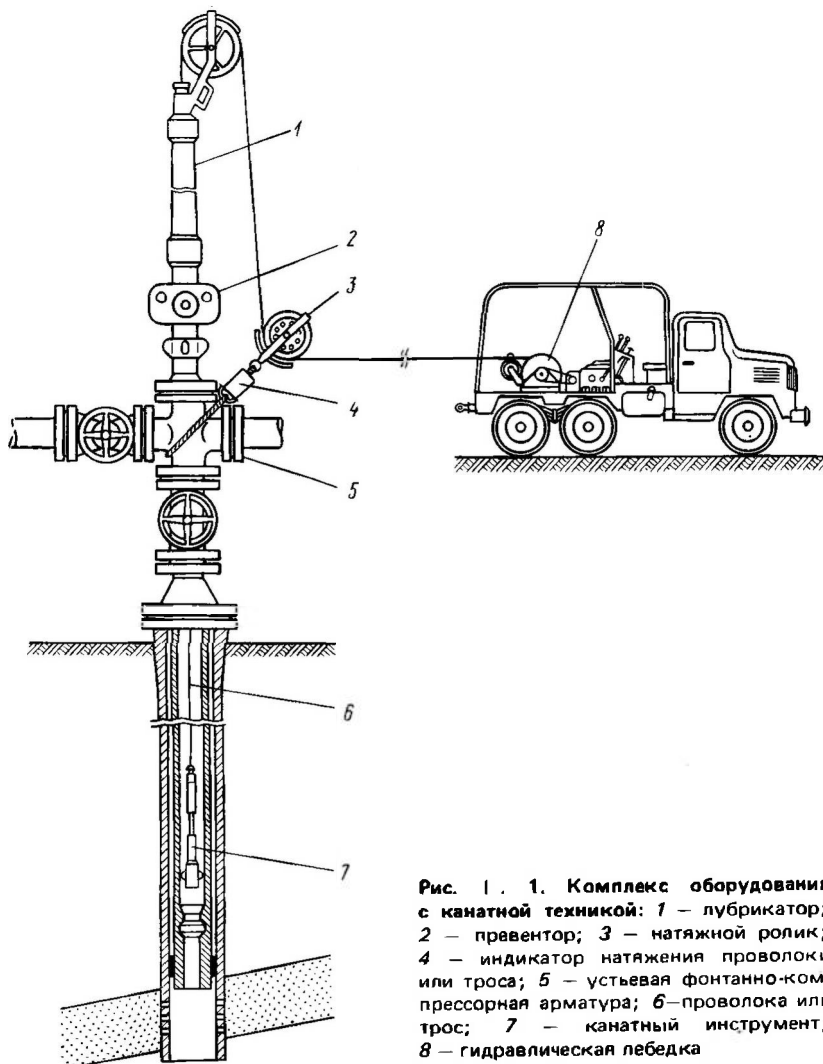


Рис. 1. 1. Комплекс оборудования с канатной техникой: 1 — лубрикатор; 2 — правентор; 3 — натяжной ролик; 4 — индикатор натяжения проволоки или троса; 5 — устьевая фонтанно-компрессорная арматура; 6 — проволока или трос; 7 — канатный инструмент; 8 — гидравлическая лебедка

В мировой практике существуют следующие методы подземного ремонта скважин без подъема НКТ:

- с помощью инструментов, спускаемых на проволоке или тросе;
- с применением рабочей колонны труб, концентрично спущенной в НКТ;

- с помощью установок с неразъемной колонной труб;

- с помощью навесных управляемых инструментов (с приводом от погружного электромотора), спускаемых на кабель-канате;

с помощью инструментов, продавливаемых в скважину через НКТ жидкостью под давлением.

В настоящей работе рассматривается только метод подземного ремонта, выполняемого с помощью инструментов, которые спускают на проволоке или тросе, нашедший наиболее широкое применение в настоящее время из всех перечисленных выше методов. Использование канатной техники¹ возможно в результате применения в скважинах специального подземного оборудования. Комплекс этого оборудования (рис. 1. 1), спускаемый в скважину на НКТ обычно после завершения ее бурением, позволяет проводить текущий ремонт с использованием канатной техники, исключая извлечение НКТ в течение всего или длительного срока эксплуатации скважины при нарушениях технологического режима ее работы, а также при освоении или глушении.

В технической литературе подземное оборудование, предназначенное для отбора жидкости и газа фонтанным или механизированным способом и рассчитанное на длительный период работы без глушения скважины с использованием канатной техники, подразделяется на стационарное и полустационарное.

Стационарное оборудование обычно цементируется и не извлекается из скважины. Полустационарное оборудование характеризуется наличием пакеров стационарного или извлекаемого типов.

Наибольшее применение на нефтегазовых промыслах, как у нас в стране, так и за рубежом, получило полустационарное оборудование.

Применение полустационарного оборудования и проведение канатных работ способствуют:

- увеличению межремонтного периода скважин;
- сокращению затрат времени на подземный ремонт;
- повышению коэффициента эксплуатации скважин;
- снижению вероятности загрязнения пласта при подземном ремонте канатной техникой, который исключает применение глинистого раствора;
- уменьшению опасности открытого выброса;
- сведению к минимуму затрат, связанных с переводом скважин на искусственный лифт после прекращения фонтанирования и при возвратных работах.

Следует отметить, что за рубежом рассматриваемое оборудование применяется при насосной эксплуатации.

При проведении ремонтных работ в скважинах, оснащенных полустационарным оборудованием, используется легко транспортируемая техника, обеспечивающая круглогодичную работу в любых климатических и топографических условиях с незначительной затратой труда и времени. Устье скважин оборудуется превентором и лубрикатором для безо-

¹ Под термином "канатная техника" следует понимать комплекс оборудования для проведения ремонтных работ инструментом, спускаемым в НКТ на проволоке или тросе.

пасного спуска инструментов в работающую скважину. Спуск и подъем инструментов и все внутрискважинные операции проводятся с помощью лебедки с приводом барабана от гидравлического двигателя. Основная операция при проведении канатных работ — это удары вверх и вниз, которые обеспечиваются применением гидропривода и специального инструмента — ясса. Гидравлическая лебедка, оснащенная датчиком глубины и индикатором веса, и канатный инструмент доставляются к скважинам на автомобиле, вездеходе или вертолете.

Полный комплекс работ по применению такого внутрискважинного оборудования впервые был проведен в США в 1953 г. [28].

Ремонт скважин с помощью канатной техники, позволяющей проводить почти все виды текущего подземного ремонта скважин без извлечения НКТ в законченной бурении скважине, стал одним из наиболее действенных способов снижения расходов на эксплуатацию нефтяных месторождений. Уже в 1954 г. в США действовало более 1000 установок такого типа. На первых порах этот метод упрощал очистку ствола скважины от песка и установку цементных мостов, в настоящее время он позволяет проводить текущие ремонтные работы почти всех видов с меньшими затратами труда.

Проведение подземного ремонта с помощью канатной техники улучшает организацию ухода за наземным оборудованием, сокращает простои, численность обслуживающего персонала, позволяет значительно уменьшить металлоемкость подъемника. Отпадает необходимость в оборудовании для подъема труб. Создаются условия для одновременного бурения и эксплуатации скважин, что при кустовом методе разработки месторождения позволяет получить дополнительную добычу нефти и газа, не дожидаясь окончания бурения всех скважин на кусте. При разбросанности скважин на большой территории в суровых климатических условиях и при недостаточном количестве дорог с твердым покрытием ремонт скважин с помощью канатной техники может проводиться и в паводковый период.

В последние годы канатные работы в фонтанных и газлифтных скважинах с новым технологическим подземным оборудованием получили широкое распространение в Советском Союзе на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири, Оренбуржья, Каспийского моря и в других районах, где освоение, эксплуатация и ремонт скважин ведутся в сложных природно-климатических, геологических, технологических и социально-экономических условиях.

В этих районах в скважинах, оборудованных полустационарными скважинными установками, с помощью канатной техники осуществляют такие виды подземного ремонта, как глушение скважины; опрессовка колонны НКТ; смена съемных клапанов, забойных штуцеров и регуляторов; увеличение глубины ввода газа в газлифтных скважинах; чистка НКТ от парафина и солей; ловильные работы внутри НКТ.

С помощью канатной техники можно проводить следующие основные внутрискважинные операции:

установку и съем обратного клапана, пробки, седел для скважинного

насоса, газлифтных и глухих клапанов, различных глубинных приборов (манометров, термометров, дебитомеров и т. д.) ;

открытие и закрытие циркуляционных клапанов механического действия;

установку и съём дистанционно управляемого предохранительного клапана-отсекателя, когда скважина оборудована отсекателем, спускаемым на проволоке, и аварийное механическое открытие дистанционно управляемого клапана-отсекателя, спускаемого на колонне НКТ;

спуск скребков;

спуск свабов, гидравлических и гидростатических желонок;

управление ингибиторным клапаном и разъединителем колонны с целью соответственно ввода ингибитора и отсоединения колонны НКТ от пакера;

спуск и установку специальных прямооточных штуцеров в НКТ с помощью замковых устройств между стыками НКТ или на внутренней поверхности труб;

установку у башмака труб удлинителей для промывки песчаных пробок или изоляционно-цементируемых работ.

Осуществление вышеуказанных операций позволяет проводить без подъема труб подземный ремонт скважин следующих видов:

опрессовку колонны НКТ с целью выявления дефектов;

глушение скважины через циркуляционный клапан при установленных в нижнем nipple обратном клапане или глухой пробки, не загрязняя при этом пласт жидкостью для глушения;

ремонт или смену фонтанной елки без глушения скважины при закрытом клапане-отсекателе или установленной в посадочном nipple глухой пробки;

чистку труб от парафина, солей;

удаление песчаных пробок;

удаление -пробок из окарины, осадка глинистого раствора, осколков породы;

свабирование;

выпрямление участков деформированных труб;

изоляцию пробоин в колонне труб и ликвидацию утечек через разъединенные циркуляционные и ингибиторные клапаны с помощью пробок (прямоточных штуцеров) ;

смену вышедших из строя съёмных газлифтных клапанов, клапанов-отсекателей;

обработку забоя химическими реагентами через циркуляционный или ингибиторный клапан;

установку и смену забойного штуцера;

изменение глубины ввода газа в газлифтных скважинах путем замены съёмных глухих клапанов на газлифтные;

изменение глубины погружения вставного штангового насоса;

ловильные работы внутри НКТ;

возврат на вышележащие горизонты в многопластовых скважинах путем открытия и закрытия соответствующих циркуляционных клапанов;

установку и смену забойных регуляторов, съемных газлифтных клапанов для дренажа в нагнетательных скважинах и т. д.

Все перечисленные выше работы осуществляются с помощью инструмента, спускаемого в НКТ на проволоке диаметром 1,8–2,5 мм, обладающей высокой упругостью, необходимой для развития ударов. Более сложные работы, связанные с высокими нагрузками, проводятся с применением металлического троса диаметром 4,76 мм, обладающего повышенной точностью на разрыв.

Инструмент, спускаемый в НКТ на проволоке или тросе, — это комплект приспособлений и устройств (грузовые штанги, шарниры, захваты для спуска и извлечения технологического оборудования и канатного инструмента, желонки, ловильный инструмент и др.), позволяющий проводить на глубине (до 6000 м) все перечисленные выше виды работ.

Для проведения в скважине подземного ремонта без подъема НКТ необходимо выполнять следующее основное требование: через НКТ и оборудование должны свободно проходить инструменты и приспособления всех видов, спускаемые на проволоке или тросе, а при необходимости и малогабаритный перфоратор.

В скважину спускают трубы со специальными посадочными ниппелями, седлами и другим оборудованием, которые в дальнейшем при подземных ремонтах обычно из скважин не поднимают. Подавляющее большинство видов текущего подземного ремонта обеспечивается спускаемыми на проволоке или тросе инструментом и технологическим оборудованием, устанавливаемым в колонне труб с помощью специальных фиксирующих устройств (замков, фиксаторов и т. д.).

Обеспечить длительную эксплуатацию скважины можно при полном соответствии технической характеристики комплекса подземного оборудования эксплуатационной характеристике скважины. В этой связи выбрать необходимое подземное оборудование для конкретной скважины следует перед началом бурения на основе как более полных данных проекта разработки месторождения, геолого-эксплуатационной характеристики скважин в начальный период, так и предполагаемых (прогнозных) на поздних этапах разработки геолого-технических мероприятий.

Необходимо знать объем добычи нефти, газа и воды; условия и режим работы добывающих скважин и способы их эксплуатации; условия и режим работы нагнетательных скважин; продолжительность работы скважин и общий срок эксплуатации нефтяного пласта; основные требования к вскрытию продуктивного пласта и т. д.

Объективная информация о геолого-эксплуатационных данных необходима для оценки условий работы скважинного оборудования при использовании инструментов, спускаемых в трубы на проволоке или тросе. На их основе определяются требования к компоновке подземного оборудования.

Большую важность при решении сложных задач, возникающих при проектировании полустационарных и стационарных установок, представляет анализ эксплуатации, позволяющий правильно оценить информацию о работе скважин и разработке месторождения в целом. Учесть осложне-

ния и своевременно предотвратить их путем применения соответствующего скважинного оборудования и проведения профилактических мероприятий — важная инженерная задача при проектировании установок для эксплуатации скважин в совокупности с применением канатной техники.

В осложненных условиях эксплуатации следует регулярно проводить профилактические работы: очистку подъемной колонны от парафина и солей, закрепление рыхлых песчаников, введение в отбираемую жидкость на забое антикоррозионных добавок и др. Правильно подобранная компоновка подземного оборудования позволит исключить извлечение НКТ в течение всего или длительного срока эксплуатации скважины.

На старых месторождениях в скважинах, первоначально не оснащенных оборудованием, для проведения работ с помощью инструмента, спускаемого в колонну НКТ на проволоке или тросе, его установка требует извлечения из скважин колонн насосно-компрессорных труб.

Значительно упрощается освоение скважин после бурения и капитального ремонта при оснащении их пусковыми газлифтными клапанами. В этом случае намного облегчается ремонт скважины при переводе ее с фонтанного на газлифтный способ эксплуатации. Скважина, заранее оборудованная под газлифт, вводится в газлифтную эксплуатацию после быстрой смены инструментом, спускаемым на проволоке, глухих съемных (ложных) клапанов на газлифтные без остановки скважины. При этом коэффициент эксплуатации близок к единице, что особенно важно в условиях заболоченных территорий, шельфовых зон морей, отдаленных от материка, и других труднодоступных районов.

При традиционном лифте изменение глубины ввода сжатого агента в скважину осуществляется допуском труб с демонтажем и затем монтажом устьевого фонтанной арматуры. При современной конструкции лифта эта процедура проводится также путем замены в скважинных камерах съемных глухих (ложных) клапанов на газлифтные с помощью канатной техники. В случае выхода из строя газлифтных клапанов в процессе работы скважины их легко извлечь и заменить на новые, используя канатную технику.

Большое значение применение канатной техники имеет в скважинах, оснащенных подземным оборудованием, предназначенным для одновременной и раздельной эксплуатации двух или нескольких пластов. Использование канатной техники в этой категории скважин открывает широкие возможности, о чем свидетельствуют работы, проведенные на месторождениях США, Мексики [6, 29], СССР [4, 9, 10, 12, 19, 26, 30] и др.

Широко используются канатные работы при осуществлении внутрискважинного газлифта, в процессе одновременного бурения и эксплуатации скважин при кустовом разбуривании месторождений.

Повышение энергопоказателей газлифтного способа добычи нефти новой модификации в скважинах с малыми и средними дебитами достигается путем применения периодического лифта со съемными газлифтными клапанами.

Эффективность канатных работ очевидна, так как экономятся трудовые и материальные ресурсы на спуско-подъемные операции, глушение и освоение скважины.

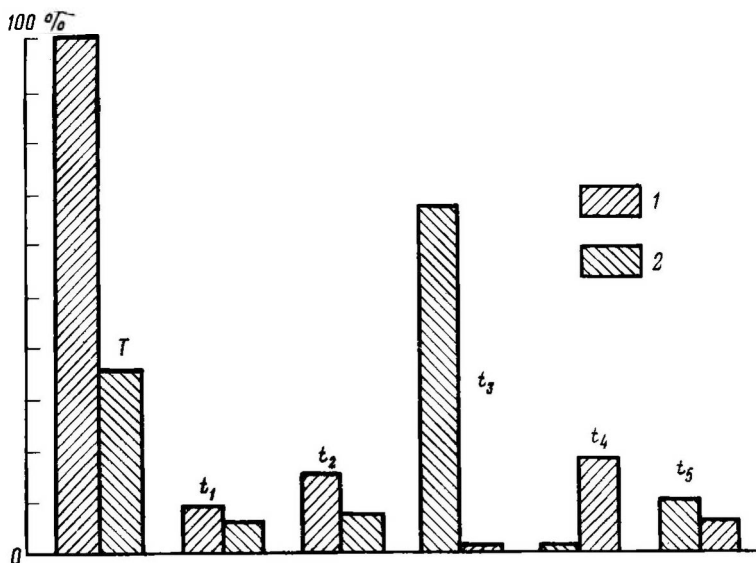


Рис. 1. 2. Диаграмма затрат времени при смене газлифтного клапана по старой и новой технологии: 1 — на подземный ремонт с помощью НКТ; 2 — на подземный ремонт с помощью инструмента, спускаемого на проволоке; T — полного цикла операций; t_1 — подготовительных операций; t_2 — канатных работ; t_3 — транспортных операций; t_4 — спуска-подъема труб; t_5 — заключительных операций

Высокую эффективность, достигаемую в результате проведения канатных работ, можно рассмотреть на следующем примере [19]. За два месяца проведения на Правдинском месторождении (Западная Сибирь) было переведено с фонтанного способа эксплуатации на газлифтный 25 скважин. Перевод заключался в замене пяти или шести глухих клапанов на газлифтные в каждой скважине. Проведение этих работ сэкономило 1998 бригадо-часов рабочего времени стоимостью 53,7 тыс. руб. по сравнению со старой технологией. Благодаря ликвидации простоя скважин дополнительно было добыто 5810 т нефти. К тому же все работы были выполнены без загрязнения продуктивного горизонта промывочной жидкостью, что позволило сохранить его естественную проницаемость при эксплуатации.

Стоимость одного подземного ремонта, обеспечивающего использование малогабаритных инструментов, спускаемых в скважину на проволоке или тросе без подъема НКТ, на 50–70 % дешевле подземного ремонта, выполняемого по старой технологии. В морских условиях стоимость ремонта с применением канатной техники еще меньше.

Стоимость заканчивания скважин с современным оборудованием по сравнению с заканчиванием обычным методом снижается на 30 % для скважин, расположенных на суше, на 53 % — на прибрежных участках и на 85 % — в открытом море.

Сокращение времени проведения подземного ремонта скважины с помощью канатной техники создается за счет применения качественно новой малооперационной технологии ремонта. Как видно из рис. 1. 2, при проведении канатных работ доля времени на все виды операций составляет 30 % от цикла операций по подземному ремонту традиционным способом.

Эксплуатация нефтяных и газовых скважин в перспективе будет сопровождаться ростом эксплуатационного фонда и обводненности продукции, снижением удельного веса добычи нефти фонтанным способом, осложнением условий эксплуатации, поэтому становится ясно, какую роль может сыграть канатная техника в улучшении технико-экономических показателей подземного ремонта скважин на новых перспективных месторождениях.

ГЛАВА II.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ КОМПОНОВКИ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В настоящее время известно много вариантов технологических схем компоновки подземного оборудования, обеспечивающих проведение подземного ремонта скважин и других операций без подъема НКТ с помощью инструментов, спускаемых в скважину на проволоке или тросе [9, 20, 24, 26, 41, 43, 45, 46].

Ниже рассматриваются технологические схемы компоновки подземного оборудования при освоении, эксплуатации и ремонте нефтяных, газовых и нагнетательных скважин, по которым оценивается возможность применения канатной техники. Наиболее простой является схема, приведенная на рис. II. 1.

В скважину спускают колонну НКТ, на которой в верхней части и у башмака установлены посадочные ниппели. Верхний посадочный ниппель можно использовать для установки заглушки при необходимости ремонта или замены любой стволовой задвижки фонтанной арматуры, а нижний – для установки забойного штуцера, забойного регулятора, отсекающего, скважинных приборов. Эта схема позволит осуществить проверку состояния НКТ с помощью заглушки, устанавливаемой в одном из ниппелей, удаление отложений парафина, солей, очистку от песчаной пробки с помощью трубного телескопического удлинителя, устанавливаемого в нижнем посадочном ниппеле, или гидростатической желонки, крепление песка пластмассами.

По другой схеме (рис. II. 2) скважину оборудуют колонной НКТ с пакером, циркуляционным клапаном механического действия (скользящей гильзой) над ним, проходными и непроходными посадочными ниппелями.

Верхний проходной посадочный ниппель используется для установки предохранительного клапана-отсекателя, спускаемого на проволоке (или тросе) и срабатывающего от перепада давления.

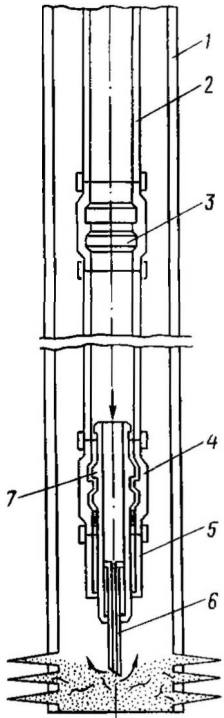


Рис. 11. 1. Подземное оборудование фонтанной скважины при промывке пробки с помощью телескопического удлинителя: 1 — эксплуатационная колонна; 2 — НКТ; 3 — проходной посадочный nipple; 4 — непроходной посадочный nipple; 5 — башмак; 6 — телескопический удлинитель, спускаемый на тресе; 7 — замок

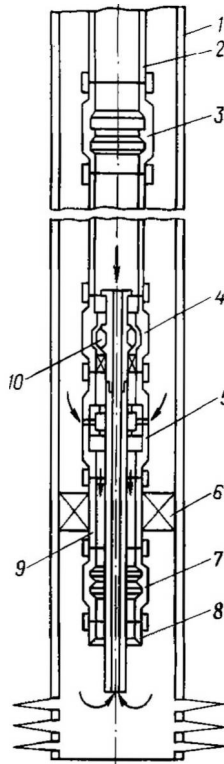


Рис. 11. 2. Подземное оборудование фонтанной скважины с пакером: 1 — эксплуатационная колонна; 2 — НКТ; 3, 4 — проходной посадочный nipple; 5 — механический циркуляционный клапан (скользящая гильза); 6 — пакер; 7 — непроходной посадочный nipple; 8 — башмак; 9 — удлинитель, спускаемый на тресе; 10 — замок

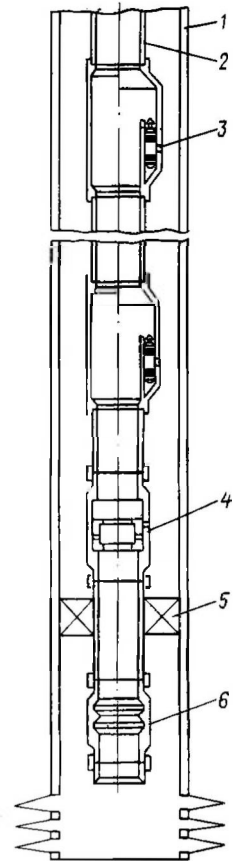


Рис. 11. 3. Подземное оборудование для фонтанной и компрессорной эксплуатации скважин: 1 — эксплуатационная колонна; 2 — НКТ; 3 — скважинные камеры с клапанами; 4 — механический циркуляционный клапан; 5 — пакер; 6 — непроходной посадочный nipple

Механический циркуляционный клапан используется для обеспечения сообщения между трубным и затрубным пространствами с целью вызова притока из пласта или глушения скважины. Циркуляционный клапан можно спускать открытым, если скважина оборудована пакером механического действия, а затем после продавки скважины закрывать с помощью инструмента, спускаемого на проволоке или тросе. На колонне НКТ можно устанавливать несколько таких циркуляционных клапанов с целью облегчения продавки скважины. Компоновка по этой схеме позволяет осуществлять, кроме указанных операций, также и задавку цементной смеси при давлении 7–14 МПа с целью цементирования забоя для возврата на вышележащий объект или изоляции от воды с помощью удлинителя, устанавливаемого в посадочном nipple над циркуляционным клапаном, с последующей перфорацией малогабаритным перфоратором всего старого интервала или части его.

Обе вышеуказанные схемы применяются в основном для эксплуатации фонтанных скважин. Основной недостаток второй схемы – невозможность в подавляющем большинстве случаев перевода скважин с фонтанной эксплуатации на газлифтную без подъема НКТ и срыва пакера.

На рис. 11. 3 представлена схема, которая позволяет осуществить перевод скважины после окончания фонтанного периода ее работы на газлифтный способ эксплуатации без подъема колонны НКТ. Компоновка оборудования по этой схеме предусматривает спуск одной колонны НКТ с пакером и установленными на определенных глубинах в специальных скважинных камерах глухих (ложных) съемных клапанов. Над пакером располагают механический циркуляционный клапан, а под пакером – непроемный посадочный nipple. Над механическим циркуляционным клапаном устанавливают проходной посадочный nipple для посадки клапана-отсекателя в период фонтанирования скважин. Подобные схемы нашли применение на месторождениях Западной Сибири.

После окончания фонтанирования установленный в проходном посадочном nipple предохранительный клапан-отсекатель извлекается, а съемные глухие клапаны с помощью инструмента, спускаемого на проволоке, заменяются на газлифтные. Указанным способом можно также обеспечить увеличение “погружения” НКТ без спуско-подъемных операций, заменяя нижние съемные глухие пробки на рабочий клапан.

Установив в непроходном посадочном nipple спущенный на проволоке обратный приемный клапан и на поверхности – устьевой регулятор газа, можно осуществить и периодическую газлифтную эксплуатацию скважины, оборудованной по этой схеме.

В последние годы все более широкое применение находят схемы компоновки подземного оборудования для фонтанирующих скважин (рис. 11. 4), обеспечивающие их безопасную эксплуатацию в случае разгерметизации устья скважин, а также предотвращающие возможность загрязнения окружающей среды.

Эти факторы особенно важны при бурении и эксплуатации морских скважин, расположенных на платформах и эстакадах, при кустовом бурении и эксплуатации скважин в заболоченной местности, когда на морс-

кой платформе или кусте скважин ведутся одновременно и бурение и эксплуатация скважин.

Управляемый с поверхности предохранительный клапан-отсекатель срабатывает при разгерметизации устья скважины или пожаре на скважине. Схема является наиболее совершенной, позволяет осуществлять комплекс работ посредством канатной техники без подъема НКТ и применяется в скважинах, где в процессе эксплуатации возможно изменение длины НКТ, возникающее при изменении скважинной температуры. Эта схема компоновки позволяет проводить смену лифтовых труб при износе без срыва и извлечения пакера в скважинах. Разъединитель колонны, используемый для отсоединения НКТ от пакера, приводится в действие с помощью инструмента, спускаемого на проволоке.

Ингибиторный клапан, управляемый с помощью инструмента, спускаемого на проволоке, позволяет осуществлять внутрискважинный ввод ингибиторов в добываемую продукцию.

Компоновка по схеме на рис. II. 4 предусматривает установку, после вывода на рабочий режим скважины, в верхнем посадочном nipple управляемого с поверхности предохранительного клапана-отсекателя, спускаемого на проволоке. Работы по спуску инструментов и приборов при компоновке оборудования по такой схеме можно проводить только после извлечения клапана-отсекателя.

В нижней части колонны НКТ над телескопическим соединением можно устанавливать предохранительный клапан-отсекатель, срабатывающий при перепаде давления. Посадочный nipple для клапана-отсекателя также можно крепить непосредственно над пакером. Это позволяет извлекать НКТ при закрытом клапане-отсекателе. Такая компоновка нашла применение на месторождениях Оренбуржья.

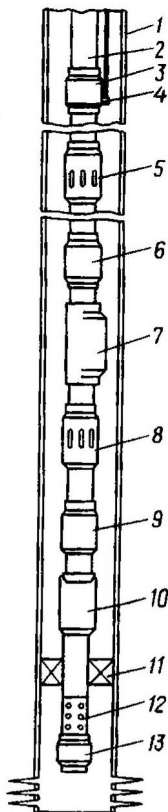
В указанной схеме рекомендуется расположение над посадочными nipple для клапана-отсекателя противозрозийных патрубков. Вместо nipple для клапана-отсекателя возможна установка управляемого с поверхности предохранительного клапана-отсекателя, спускаемого на колонне НКТ. Этот клапан-отсекатель обеспечивает проход через него инструментов, спускаемых на проволоке или тросе. Однако в случае выхода из строя клапана-отсекателя для смены его необходим подъем колонны НКТ.

На рис. II. 5 приведена схема компоновки подземного оборудования для периодической эксплуатации скважин лифтом замещения со съемным газлифтным клапаном. Эта схема позволяет проводить без подъема НКТ такие виды текущего подземного ремонта, как смену газлифтных клапанов, пилотного газлифтного клапана, установку и съём обратного клапана, ремонт фонтанной елки после установки в посадочном nipple глухой пробки.

На рис II. 6 представлена схема компоновки подземного оборудования скважин, оборудованных вставными штанговыми насосами.

Проходные посадочные nipple используют для установки насоса или подвески трубного удлинителя. Если вставной штанговый насос спускают в скважину на небольшую глубину, то ниже его устанавливают два или

Рис. 11. 4. Подземное оборудование для безопасной эксплуатации скважин: 1 — эксплуатационная колонна; 2 — НКТ; 3 — управляющая трубка; 4 — посадочный ниппель для гидравлически управляемого с поверхности предохранительного клапана-отсекателя; 5, 8 — механический циркуляционный клапан; 6 — телескопическое соединение; 7 — ингибиторный клапан, установленный в скважинной камере; 9 — посадочный ниппель; 10 — разъединитель колонны; 11 — пакер; 12 — патрубок с отверстиями; 13 — непроходной посадочный ниппель



более посадочных ниппеля, необходимых для увеличения погружения насоса без подъема колонны НКТ.

Под седлом насоса в трубах возможна установка механического циркуляционного клапана, служащего для сепарации газа. Отверстия клапана можно открывать или закрывать с помощью инструмента, спускаемого на проволоке. Нижний посадочный ниппель служит для крепления стопорного устройства, предотвращающего падение на забой различных предметов, а также обратного или глухого клапана, трубного удлинителя, газового якоря или скважинного манометра, устанавливаемых и извлекаемых посредством канатной техники.

Для эксплуатации многопластовых месторождений может использоваться схема компоновки подземного оборудования, приведенная на рис. 11. 7. Эта схема предусматривает установку после перфорации объектов трех пакеров, из которых нижний — механический стационарный, а два верхних — съемные гидравлические. Вначале вводится в эксплуатацию нижний объект, затем

после его истощения в ниппель под нижним пакером устанавливается заглушка, после открытия циркуляционного клапана вводится в эксплуатацию вышележащий объект и т. д. Операция по подключению объектов в эксплуатацию и изоляции истощенных пластов выполняется с помощью инструментов, спускаемых на проволоке или тросе. Для полной выработки пластов при газлифтной эксплуатации над верхним пакером можно расположить эксцентричные скважинные камеры для установки съемных газлифтных клапанов.

Один из основных факторов повышения эффективности и рентабельности одновременной и раздельной эксплуатации (ОРЭ) пластов — это облегчение и ускорение ремонтно-профилактических работ. Поэтому подземный ремонт скважин без подъема НКТ с помощью инструментов, спускаемых на проволоке или тросе, находит все более широкое применение при ОРЭ.

Учитывая значительное число вариантов схем для ОРЭ, рассмотрим лишь характерную из них (рис. 11. 8), в которой подземный ремонт с помощью канатной техники наиболее эффективен.

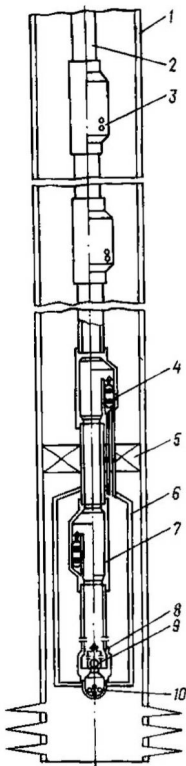


Рис. II. 5.

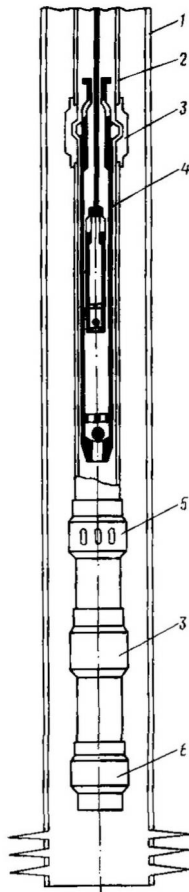


Рис. II. 6.

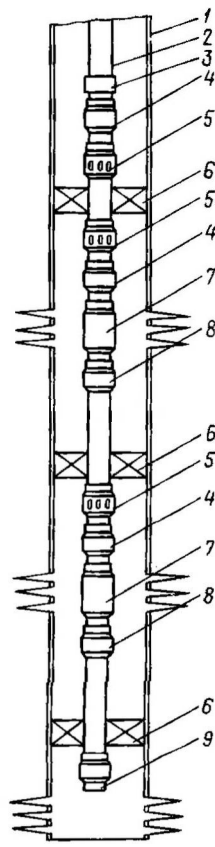


Рис. II. 7.

Рис. II. 5. Подземное оборудование для периодической газлифтной эксплуатации лифтом замещения: 1 — эксплуатационная колонна; 2 — НКТ; 3 — скважинные камеры с газлифтными клапанами; 4 — скважинная камера с пилотным газлифтным клапаном и трубкой для подачи газа под пакер; 5 — пакер; 6 — камера замещения; 7 — скважинная камера с клапаном для выпуска газа; 8 — посадочный nipple; 9 — обратный клапан; 10 — фильтр

Рис. II. 6. Подземное оборудование для эксплуатации скважин штанговым насосом: 1 — эксплуатационная колонна; 2 — НКТ; 3 — проходной посадочный nipple; 4 — вставной штанговый насос; 5 — механический циркуляционный клапан; 6 — непроходной посадочный nipple

Рис. II. 7. Подземное оборудование для эксплуатации многопластовых месторождений: 1 — эксплуатационная колонна; 2 — НКТ; 3 — противозерозионный патрубок; 4 — проходной посадочный nipple; 5 — механический циркуляционный клапан; 6 — пакер; 7 — толстостенный nipple; 8 — полированный nipple; 9 — непроходной посадочный nipple

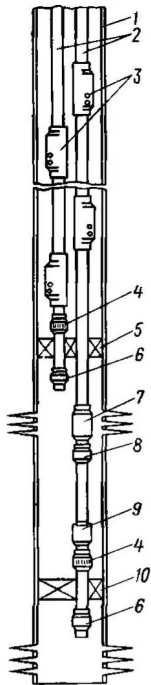


Рис. II. 8.

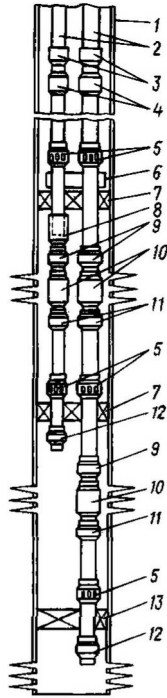


Рис. II. 9.

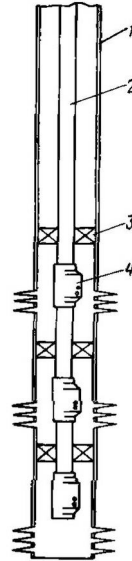


Рис. II. 10.

Рис. II. 8. Подземное оборудование для ОРЗ двух пластов: 1 — эксплуатационная колонна; 2 — НКТ; 3 — скважинные камеры с газлифтными клапанами; 4 — механический циркуляционный клапан ("скользящая гильза"); 5 — двухпроходной извлекаемый пакер; 6 — непроходной посадочный nipple; 7 — толстостенный патрубок; 8 — полированный nipple; 9 — разъединитель колонны; 10 — однопроходной пакер

Рис. II. 9. Подземное оборудование для ОРЗ трех и более пластов: 1 — эксплуатационная колонна; 2 — НКТ; 3 — противэрозионный патрубок; 4 — nipple для предохранительного клапана-отсекателя; 5 — механический циркуляционный клапан; 6 — двухканальная головка; 7 — двухпроходной извлекаемый пакер; 8 — телескопическое поворотное соединение; 9 — проходной посадочный nipple; 10 — толстостенный патрубок; 11 — полированный nipple; 12 — непроходной посадочный nipple; 13 — стационарный однопроходной пакер

Рис. II. 10. Подземное оборудование для одновременной и раздельной закачки: 1 — эксплуатационная колонна; 2 — НКТ; 3 — пакер; 4 — скважинная камера с регулятором расхода

Оборудование, показанное на схеме (см. рис. II. 8), позволяет осуществлять одновременную и раздельную эксплуатацию пластов газлифтным способом с двумя параллельными колоннами НКТ и съёмными газлифтными клапанами. Схема позволяет проводить с помощью инструментов, спускаемых на проволоке или тросе, освоение, глушение или отключение любого из эксплуатируемых объектов, обработку верхнего пласта без загрязнения нижнего. Такая компоновка обеспечивает без подъёма НКТ и глушения скважины перевод любого из объектов с фонтанной эксплуатации на газлифтную, позволяет увеличивать глубину погружения НКТ и проводить другие операции с помощью инструментов и оборудования, спускаемых на проволоке или тросе.

Применяются также компоновки подземного оборудования для внутрискважинного газлифта (ВСГ), когда газ отбирается непосредственно из газового пласта путем внутрискважинного перетока, при этом отпадает необходимость его подъёма на поверхность и подготовки. Использование в такой схеме циркуляционных клапанов механического действия и объёмного забойного газа, установленного в эксцентричной скважинной камере, позволяет проводить операции по регулированию расхода газа, отключению пластов без подъёма НКТ с помощью инструментов, спускаемых на проволоке или тросе.

В зарубежной практике находят применение следующие схемы компоновки оборудования для одновременной и раздельной или выборочной (поочередной) эксплуатации трех или более пластов.

Схема, изображенная на рис. II. 9, применяется в том случае, если средний пласт требуется подключить либо к рабочему каналу верхнего пласта (короткая колонна), либо к рабочему каналу нижнего пласта (длинная колонна). Такая схема используется и при эксплуатации двух объектов через любую колонну, в то время как третий объект работает по оставшейся свободной колонне. Для этого штуцер двойного течения устанавливают в циркуляционное приспособление, расположенное в короткой колонне над средним пакером, в длинной колонне — над нижним пакером. Все операции выполняют с помощью инструмента, спускаемого на канате. Для установки верхнего пакера между двухпроходными пакерами предусмотрено телескопическое поворотное соединение.

В другом варианте используются два обычных однопроходных пакера и один двухпроходной. Нижний пакер — стационарный, а средний может быть либо стационарным, либо извлекаемым пакером, верхний пакер — извлекаемый. При такой схеме нижние два пласта подключают по выбору или одновременно к длинной колонне НКТ, для чего на проволоке или тросе спускают и устанавливают в циркуляционном клапане над нижним пакером штуцер двойного течения.

Учитывая, что верхние пласты содержат большие запасы, нижний пакер устанавливают над маломощными пропластками для последовательной их разработки снизу вверх. После выработки самой нижней зоны ее заливают песчано-цементной смесью. Следующий пропласток простреливают перфоратором, спускаемым через колонну НКТ. Предполагаемые запасы остальных пластов, расположенных выше, определяют очередность их

ввода в эксплуатацию. Отключение пласта или приобщение его к работе проводят закрытием либо открытием механического циркуляционного клапана с помощью инструмента, спускаемого на тросе. В случае возникновения осложнений в процессе эксплуатации (межпластовые перетоки, механические неполадки, интенсивный вынос песка или необходимость перехода на механизированную эксплуатацию) соответствующие пласты закрывают до того момента, когда потребуется проведение более крупного капитального ремонта скважин. Если осложнения происходят только в одном пласте, а остальные пласты работают без осложнений, то экономическая целесообразность капитального и подземного ремонта с подъемом НКТ определяется невыработанными запасами в отключенном пласте.

При необходимости верхние два горизонта можно освоить с применением съемных газлифтных клапанов.

Компоновка подземного оборудования, позволяющая осуществлять подземный текущий ремонт без подъема НКТ в нагнетательных скважинах на многопластовых месторождениях, приведена на рис. II. 10.

Эта схема предусматривает установку между пакерами эксцентричных скважинных камер со съемными забойными штуцерами или регуляторами расхода. Число интервалов, в которые можно закачивать воду, не ограничивается. Вода закачивается по колонне НКТ, а распределяется по пластам в соответствии с сечением штуцеров или настройкой регуляторов. Для прекращения закачки воды в какой-либо пласт в кармане соответствующей скважинной камеры с помощью инструмента, спускаемого на проволоке, устанавливается глухой клапан. Такая схема обеспечивает закачку до $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ на каждый объект.

Для обеспечения скорости закачки до $320 \text{ м}^3/\text{сут}$ на объект регуляторы расхода устанавливают в специальных посадочных nipple'ях с боковыми отверстиями. Эти регуляторы можно извлечь с помощью канатной техники, а отверстия nipple'я закрыть изолирующей втулкой, спускаемой на тросе (или проволоке) [39].

Установка над верхним пакером съемных газлифтных клапанов позволяет осуществить при необходимости дренаж любого из пластов после отключения остальных с помощью глухих клапанов.

В последнее время все более широкое распространение получают скважины со стационарным оборудованием, когда в ствол сравнительно малого диаметра спускают и цементируют одну или несколько колонн НКТ. При этом колонны предварительно стационарно оборудованы специальными приспособлениями, позволяющими впоследствии эксплуатировать эти скважины различными методами и проводить в них всевозможные ремонтные работы [20].

В ряде случаев конструкция скважин со стационарным оборудованием оказалась более приемлемой для ОРЭ, чем обычная конструкция с одной общей эксплуатационной колонной.

Так, на акватории Мексиканского залива большие затруднения возникали при многопластовом заканчивании морских скважин. Во многих из них были вскрыты два или три продуктивных пласта. С самого начала

разработки при вскрытии пластов единой сеткой скважин было достигнута экономия капитальных вложений за счет сокращения числа пробуренных скважин. Тем не менее подземное оборудование для ОРЭ с использованием разобщающих пакеров и параллельных колонн НКТ, число которых соответствовало количеству эксплуатируемых пластов, оказалось громоздким, а подземные работы – трудоемкими. В ряде случаев отмечались осложнения при посадке пакеров и другие технологические затруднения. В результате стоимость подземных ремонтов в скважинах, оборудованных для ОРЭ двух пластов, увеличилась в 2 раза, а для ОРЭ трех пластов – в 3 раза по сравнению с затратами на ремонт обычной скважины.

В то же время в скважинах со стационарно установленными НКТ работы по подземному ремонту оказались менее трудоемкими вследствие увеличения объема работ через трубы с применением оборудования, спускаемого на проволоке или тросе. Подземный ремонт в таких скважинах осуществлялся без задавливания и загрязнения призабойной зоны остальных пластов. Таким образом, применение многорядных скважин позволило выполнять все необходимые технологические процессы разработки многопластовых морских месторождений в соответствии с экономической целесообразностью.

В качестве подъемной колонны использовались НКТ диаметром 52 мм, а в качестве обсадной колонны – трубы диаметром 89 мм. Использование подъемной колонны диаметром 52 мм создает лучшие условия для отбора жидкости при эксплуатации скважины, например при осуществлении газлифта.

Для НКТ диаметром 52 мм был разработан полный комплекс подземного оборудования (пакеры, циркуляционные клапаны, посадочные nipple и т. д) для осуществления подземного ремонта скважин с помощью канатной техники.

За рубежом успешно осуществлялась эксплуатация наклонно направленных морских скважин глубиной до 4000 м с таким оборудованием. Разработаны и внедряются специальные скважинные установки для проведения термических методов воздействия на пласт, которые оборудованы приспособлениями, управляемыми канатной техникой. Это те же циркуляционные клапаны типа “скользящая гильза”, посадочные nipple, пакеры и другое скважинное оборудование, только изготовленное для условий высокотемпературного процесса. Для проведения канатных работ используется инструмент, подвешенный на проволоке (тросе).

Эффективное проектирование стационарного и полустационарного подземного оборудования скважин достигается в том случае, когда все наиболее необходимые для этой цели физико-геологические данные, составляющие проект разработки месторождения, получают в процессе бурения при вскрытии и испытании каждого перспективного пласта. В зависимости от конкретных условий разработки и эксплуатации месторождения применяются различные технологические схемы компоновки подземного оборудования скважин, предусматривающие следующее:

защиту подъемных труб от возможных повреждений из-за изменения температуры и давления, коррозии и эрозии;

автоматическую отсечку потока продукции в случае повреждения устья скважины;

обеспечение простого и безопасного ведения работ по текущему ремонту с применением канатной техники, а также по остановке скважины; освоение и исследование скважин;

воздействие на призабойную зону пласта с целью интенсификации притока жидкости или газа к скважине;

эксплуатацию скважины на установленном режиме.

ГЛАВА III

ОБОРУДОВАНИЕ, СПУСКАЕМОЕ В СКВАЖИНУ НА НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБАХ

Как указывалось в предыдущих главах, скважина, в которой предстоит проведение канатных работ, должна иметь определенную технологическую завершенность, т. е. должна оснащаться специальным скважинным оборудованием, приспособленным для работы с канатными инструментами.

Кроме указанных элементов, необходимых для работы с канатной техникой, компоновка подземного оборудования включает пакер (при многопластовом заканчивании — два или несколько пакеров), телескопическое соединение, срезной клапан, противокоррозионные патрубки, перфорированный патрубок и др. Эти элементы увеличивают срок службы всего комплекса подземного оборудования скважины, способствуют повышению эффективности подземного ремонта, выполняемого с помощью инструментов, спускаемых на проволоке.

При внедрении стационарного и полустационарного подземного оборудования необходимо использовать весь арсенал эффективных средств, повышающих срок службы оборудования и НКТ в осложненных условиях и обеспечивающих их работоспособность в течение всего или длительного срока эксплуатации скважины.

Ниже рассматриваются конструкции и принцип действия подземного оборудования, спускаемого в скважину на НКТ и обеспечивающего освоение, эксплуатацию и ремонт скважины с помощью инструментов, спускаемых на проволоке (тресе).

ПОСАДОЧНЫЕ НИППЕЛИ

Посадочные ниппели (рис. III. 1) — это главные элементы подземного оборудования, подсоединяемые к колонне НКТ для проведения канатных работ. Они служат для установки, фиксации и герметизации в них замковых устройств с присоединенным технологическим оборудованием (клапаном-отсекателем, глухими пробками, забойными регуляторами, штуцерами и т. д.).

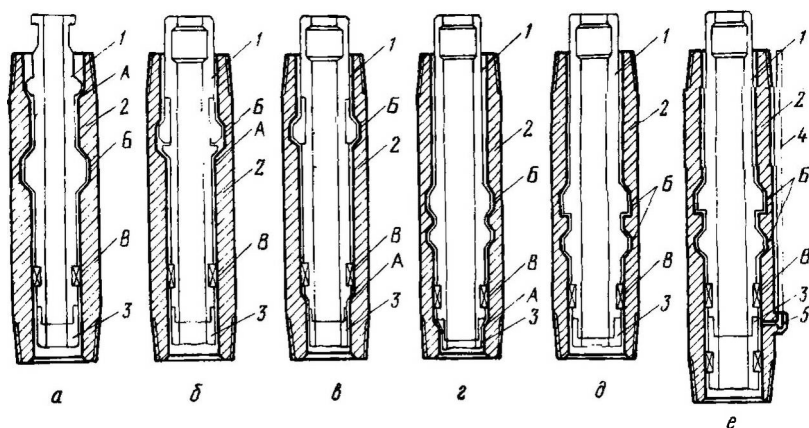


Рис. III. 1. Посадочные ниппели: *а, б, в, з* — непроходные; *д* — проходной; *е* — для предохранительного клапана-отсекателя

Посадочные ниппели можно разделить на две основные группы — непроходные и проходные.

Разновидности проходных и непроходных посадочных ниппелей — это ниппели с боковыми отверстиями, полированные и опорные ниппели, а также посадочные ниппели для дистанционно управляемых предохранительных клапанов-отсекателей.

Для предупреждения разъедания посадочных ниппелей при длительной эксплуатации в условиях коррозионных и эрозивных сред их изготавливают из термообработанной легированной стали.

Непроходной посадочный ниппель (рис. III. 1, *а, б, в, з*) представляет собой патрубок с резьбой НКТ, имеющий внутри непронускающий заплечик *А*, кольцевую проточку *Б* и полированную поверхность *В*.

Непронускающий заплечик *А*, расположенный в верхней (см. рис. III. 1, *а, б*) или нижней (см. рис. III. 1, *в, з*) части ниппеля, образуя сужение, не позволяет проходить ниже ниппеля замковому устройству соответствующего типоразмера.

Кольцевая внутренняя проточка *Б* ниппеля *2* служит для фиксации в ней кулачков замка *1* с присоединенным к нему соответствующим устройством *З*. Конфигурация кольцевой проточки может быть различной в зависимости от типа замка, устанавливаемого в ниппеле.

Полированная поверхность *В* под уплотнительные манжеты замкового устройства обеспечивает герметичность между ним и ниппелем.

Непроходной посадочный ниппель обычно устанавливают у башмака НКТ на несколько метров ниже пакера.

На рис. III. 1, *а, б, в, з* показаны непроходные посадочные ниппели с зафиксированными в них замковыми устройствами. Непронускающий заплечик обеспечивает надежную установку замкового устройства в ниппеле благодаря механическому совмещению кулачков замкового устройства.

При освоении скважины непроходной посадочный ниппель применяется для установки глухих пробок, обратных клапанов, с целью опрессовки колонны НКТ, посадки гидравлических пакеров, изоляции нижнего пласта при испытании верхнего пласта (или пакера), а также при обработке верхнего пласта.

При фонтанировании скважины непроходной посадочный ниппель также позволяет осуществлять ряд операций. В него можно устанавливать забойный штуцер (в этом случае необходимо выше ниппеля устанавливать специальные соединения или полированную муфту), глухие пробки для изоляции нижнего пласта во время работы верхнего по подъемным трубам, глубинные приборы (манометры, термометры, пробоотборники, дебитометры и т. д.), ограничители для предотвращения падения канатного инструмента или другого оборудования на забой скважины.

При газлифтном способе добычи в установках периодического лифта в непроходной ниппель можно посадить приемный клапан; при переводе скважины на эксплуатацию штанговым насосом непроходной ниппель можно использовать в качестве посадочного седла для установки насоса.

В нагнетательных скважинах непроходной посадочный ниппель применяется для установки забойных регуляторов, глухих пробок для отключения закачки в один или несколько объектов при одновременной и раздельной закачке через одну скважину.

При ремонте скважины непроходной посадочный ниппель используется для установки пробки, позволяющей извлекать НКТ под давлением.

Внутренний диаметр непроходного посадочного ниппеля, установленного под пакером, должен обеспечивать проход через него малогабаритного перфоратора.

В колонне НКТ при необходимости можно установить одновременно несколько посадочных непроходных ниппелей. В этом случае внутренний диаметр ниппелей должен ступенчато уменьшаться по мере их расположения от устья вниз. Это позволяет, применяя соответствующие размеры замковых устройств, проводить канатные операции отдельно в каждом из ниппелей.

Разновидность непроходного посадочного ниппеля — опорный ниппель с непронускающим заплечиком и полированной поверхностью. Кольцевая проточка в нем отсутствует. В результате в опорном ниппеле клапаны можно уплотнять без замковых устройств. При этом обеспечивается только одностороннее восприятие давления (сверху вниз). Монтируется такой ниппель обычно у башмака НКТ и используется для установки в нем обратного клапана при опрессовке НКТ или посадке пакера.

Проходной посадочный ниппель (рис. III. 1, д) отличается от непроходного отсутствием непронускающего заплечика. Вследствие этого он имеет больший проходной диаметр, чем непроходной посадочный ниппель такого же размера.

Проходной посадочный ниппель устанавливается над непроходным ниппелем.

Область применения проходного посадочного ниппеля несколько шире, чем непроходного. На колонне НКТ можно устанавливать любое

число проходных посадочных nipples одного определенного типоразмера (не уменьшая ступенчато проходной диаметр НКТ, как при использовании непроходных посадочных nipples и соответствующих замков) и осуществлять избирательную установку спускаемых на проволоке устройств в любом из них, применяя спускаемый на проволоке инструмент одного-единственного типоразмера.

Проходные посадочные nipples без установленных в них замковых устройств обеспечивают максимальное проходное сечение для данного размера НКТ, не ограничивая производительности скважины.

Подземное оборудование некоторых типов (циркуляционный клапан механического действия, телескопическое соединение, трубный разъединитель и другие) содержит проходной посадочный nipple как составную часть.

Посадочные nipples с боковыми отверстиями могут быть как непроходными, так и проходными. Через их отверстия осуществляется переток жидкости или газа из труб в затрубье или наоборот в зависимости от типа посаженного в nipple канатного устройства.

Непроходной посадочный nipple с боковыми отверстиями можно использовать, например, для установки в нем спускаемых на проволоке или тросе устройств, изменяющих направление потока продукции скважин при одновременной и раздельной эксплуатации (ОРЭ).

Проходной посадочный nipple с отверстиями используется для установки штуцеров двойного (перекрестного) течения при ОРЭ.

Полированный nipple не имеет ни непротускающего заплечика, ни внутренней кольцевой проточки под кулачки замка. Его устанавливают ниже проходного nipple, обычно под толстостенным защитным патрубком, располагаемым против перфорационных отверстий скважины и воспринимающим действие струи газожидкостного потока, поступающего из пласта. Полированный nipple позволяет при разъединении патрубка герметично установить в проходном посадочном nipple изолирующую втулку. При этом верхние герметизирующие манжеты изолирующей заглушки уплотняются на полированной поверхности проходного посадочного nipple, а нижние — в полированном nipple.

Посадочный nipple для клапана-отсекателя (рис. III. 1, е) предназначен для установки, фиксации и герметизации в нем замкового устройства с предохранительным клапаном-отсекателем, дистанционно управляемым с устья.

С внешней стороны посадочный nipple имеет прилив 5, снабженный отверстием для присоединения управляющей трубки 4. Некоторые посадочные nipples в соответствии с применяемым типом клапана-отсекателя имеют приливы для присоединения двух управляющих трубок. Трубки спускают вместе с НКТ, они служат для передачи гидравлического давления на предохранительный клапан-отсекатель после его посадки в посадочном nipple. В зависимости от применяемых для фиксации клапанов-отсекателей, замковых устройств nipple для их посадки может быть проходным или непроходным.

СКВАЖИННЫЕ КАМЕРЫ

Скважинная камера как разновидность посадочного ниппеля предназначена для установки, фиксации и герметизации в ней съемных глухих (ложных), газлифтных, циркуляционных, ингибиторных клапанов. Она представляет собой (рис. III. 2) овального сечения патрубок 2, внутри которого имеется эксцентрично расположенный "карман" 3 (для клапана) с боковыми отверстиями. Эксцентричное расположение кармана позволяет сохранить проходное сечение скважинной камеры, равным проходному сечению соответствующих НКТ при установленном клапане. В верхней или нижней части кармана имеется кольцевая проточка для кулачка фиксатора или буртика цагового захвата, с помощью которых клапан фиксируется в кармане скважинной камеры. Полированная внутренняя поверхность кармана обеспечивает герметизацию боковых отверстий скважинной камеры уплотнительными манжетами объемных клапанов.

Устанавливают клапаны в скважинной камере с помощью специального инструмента, спускаемого на проволоке, принцип действия которого будет описан в гл. IV.

Верхние и нижние переводники скважинных камер имеют внутреннюю резьбу для присоединения НКТ соответствующего размера.

Обычно скважинные камеры спускают на НКТ при оснащении компрессорных скважин и устанавливают на глубинах в соответствии с расчетом расстановки газлифтных клапанов. Тем не менее, если при заканчивании фонтанных скважин, выходящих из бурения, оснащать НКТ скважинными камерами, то после прекращения фонтанирования скважину можно будет перевести на компрессорную эксплуатацию без подъема насосно-компрессорных труб, используя только канатную технику.

Скважинная камера (см. рис. III. 2) типа К используется в вертикальных скважинах или скважинах с небольшим отклонением ствола. Это объясняется тем, что применяемый для установки и съема клапанов в данных скважинных камерах специальный рычажный отклонитель (который направляет клапан в карман) в наклонно направленных скважинах неэффективен. Он останавливается в верхних скважинных камерах и не позволяет проводить смену нижних клапанов.

Скважинная камера типа КТ позволяет осуществить избирательную смену клапанов в наклонно направленной скважине независимо от кривизны ее ствола с помощью отклонителя консольного типа. Эта конструкция отличается от описанной выше наличием в верхнем переводнике направляющей втулки с продольной канавкой, обеспечивающей отклонение клапана к карману скважинной камеры. Обе скважинные камеры по своему назначению идентичны. Во внешней боковой стенке кармана (со стороны стенки обсадной колонны) имеются отверстия для впуска или выпуска газа, а нижняя его часть соединяется с внутренней полостью. Скважинные камеры типа КТ — термоупрочненные, что позволяет использовать их в сверхглубоких скважинах, когда вес НКТ, находящихся

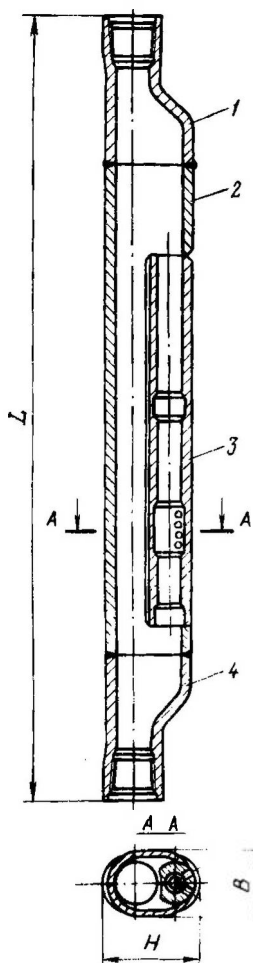


Рис. III. 2. Скважинная камера: 1 – верхний переводник; 2 – корпус; 3 – карман; 4 – нижний переводник

ниже скважинной камеры, превышает прочностные характеристики камер типа К.

Для впуска или выпуска газа через отверстия в боковой стенке кармана со стороны НКТ, например под пакер, в лифте замещения применяется скважинная камера типа КН. Карман этой скважинной камеры имеет резьбу для присоединения перепускной трубки, выведенной через нижний переводник в кольцевое пространство.

В отечественной и зарубежной практике применяются модификации перечисленных типов скважинных камер для установки газлифтных и других клапанов диаметром 25 и 38 мм.

Техническая характеристика серийно выпускаемых скважинных камер отечественных конструкций приведены в табл. III. 1.

С увеличением отбора продукции из скважин появляется необходимость в увеличении диаметров обсадных колонн до 178, 194, 219, 245 и 273 мм. Диаметр НКТ, спускаемых в такие скважины, соответственно возрастает до 89, 114, 140 и 178 мм, в связи с чем потребуются скважинные камеры соответствующих размеров.

ЦИРКУЛЯЦИОННЫЕ КЛАПАНЫ МЕХАНИЧЕСКОГО ДЕЙСТВИЯ (ТИПА "СКОЛЬЗЯЩАЯ ГИЛЬЗА")

Циркуляционный клапан механического действия служит для связи трубного и затрубного пространства, обеспечивая без демонтажа устьевого оборудования и извлечения НКТ в скважине с пакером следующие технологические операции: замещение глинистого раствора водой; глушение скважины глинистым раствором; освоение скважины; выборочное освоение и эксплуатацию продуктивных горизонтов в скважине с одной колонной НКТ при многопластовом заканчивании; выборочную закачку в нагнетательных скважинах при одновременно-раздельной закачке; обработку призабойной зоны пласта; закачку ингибиторов и др.

Одним из преимуществ механического, управляемого с помощью инструмента, спускаемого на проволоке циркуляционного клапана является то, что он практически не сужает прохода НКТ.

Клапан снабжен резьбой на обоих концах, присоединяется к колонне НКТ во время ее спуска в скважину и извлекается вместе с ней. Проч-

Таблица III. 1

Показатели	Скважинная камера						
	К-73А-21	К-60А-21	К-73Б-21	К-60Б-21	КН-73А-21	КН-60А-21	КТ-73Б-21
Диаметр проходного отверстия камеры, мм	62	50	62	50	62	50	59
Рабочее давление, МПа	21	21	21	21	21	21	21
Присоединительная резьба НКТ, мм (ГОСТ 633–80)	73	60	73	60	73	60	73
Габаритные размеры, мм:							
длина <i>L</i>	2500	2600	1740	1640	2500	3055	1890
ширина <i>B</i>	116	97	97	76	116	97	97
высота <i>H</i>	138	118	118	108	138	118	118
Масса, кг	61,2	66	66	30	69	75	41
Типоразмер устанавливаемых газлифтных клапанов	Г-38, Г-38Р	Г-38, Г-38Р	Г-25, Г-25Р	Г-25, Г-25Р	Г-38, Г-38Р	Г-38, Г-38Р	Г-25, Г-25Р

ностные характеристики материала и резьбовых соединений циркуляционных клапанов должны соответствовать прочностным характеристикам НКТ, на которых они спускаются.

Циркуляционный клапан конструкции ОКБ Нефтемаш (рис. III. 3) состоит из корпуса (детали 1, 7, 4 с отверстиями б), в котором установлена подвижная втулка 2 с отверстиями г. Втулка 2 в корпусе загерметизирована набором двусторонних уплотнительных манжет 8 с нажимными 10 и опорными 9 кольцами, резиновыми б кольцами круглого сечения. Для предотвращения самоотвинчивания резьбовых соединений предусмотрены винты 5. В открытом и закрытом положениях втулку 2 поддерживают фиксаторы 3, размещенные в кольцевой проточке корпуса 1 и входящие в наружную кольцевую проточку втулки. Клапан управляется специальным инструментом – толкателем, спускаемым на проволоке и устанавливаемым в одну из кольцевых проточек а или в. Верхняя проточка а втулки предназначена для открытия клапана ударами вверх, нижняя проточка в – для закрытия его ударами вниз.

После открытия или закрытия инструмент (толкатель) поднимают на поверхность.

Конструкция клапана исключает случайное перемещение подвижной втулки при прохождении через нее любого канатного инструмента, кроме специально предназначенного для закрытия или открытия циркуляционных отверстий клапана.

Существуют конструкции механических циркуляционных клапанов, открываемых ударами вниз, а закрываемых – ударами вверх.

В некоторых циркуляционных клапанах на внутренней подвижной втулке предусмотрены дополнительные отверстия или прорези для урав-

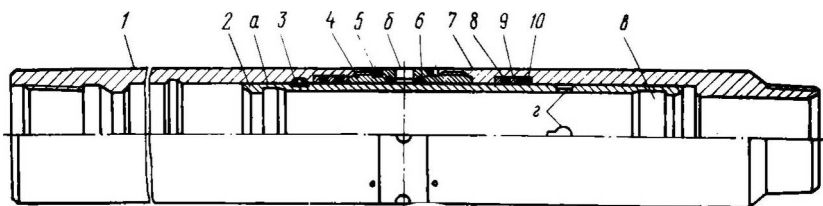


Рис. III. 3. Циркуляционный клапан механического действия

новешивания давления между трубным и затрубным пространствами в процессе перемещения подвижной втулки при открытии циркуляционного клапана.

Другие циркуляционные клапаны снабжены посадочными ниппелями в верхней части для установки технологически необходимых устройств, например изолирующей заглушки в случае разъедания клапана.

Клапан "скользящая гильза" фирмы "Отис", открываемый ударами ясса вниз, имеет тот же принцип работы, что и рассмотренный выше, а отличается в основном наличием уравнительных отверстий и встроенного посадочного ниппеля.

При спуске в скважину нескольких циркуляционных клапанов (когда необходимо вызвать приток в фонтанной скважине с низким пластовым давлением снижением уровня жидкости в ней через эти клапаны) следует предусмотреть возможность управления тем или иным клапаном без открытия-закрытия других, что достигается уменьшением диаметра каждого последующего клапана. Это, с одной стороны, уменьшает проходной диаметр НКТ, но, с другой стороны, облегчает управление циркуляционными клапанами.

С этой точки зрения интерес представляет конструкция циркуляционного механического клапана фирмы "Бейкер", которая позволяет проводить избирательное (селективное) управление клапанами одного размера при любом числе их в скважине. Этот циркуляционный клапан отличается от вышеописанных конструкцией подвижной втулки и конфигурацией кольцевых проточек на подвижной втулке и корпусе.

Надежная и безупречная работа циркуляционного клапана обеспечивается благодаря следующим его конструктивным особенностям [43]:

расположение уплотнительных манжет вплотную у отверстий гильзы уменьшает зону, в которой могут накопиться частицы, образуя твердые отложения, легко срезаемые при перемещении скользящей гильзы;

специальный профиль уплотнительных манжет позволяет обеспечить при высокой скважинной температуре и большом давлении практически неизменную их форму, что предупреждает заклинивание скользящей гильзы;

применение в качестве уплотнений шевронных прокладок из тефлона (политетрафторэтилен), наполненного стеклом и десульфидом молибдена. Этот химически инертный материал не вызывает заклинивания скользящей втулки и не вулканизируется к стали, как, например, при

использовании резины. Кроме того, коэффициент трения стали по тефлону сравнительно невысок;

конструкция уплотнительных манжет позволяет при перемещении скользящей гильзы снизить давление в полости между манжетами;

полированная внутренняя поверхность корпуса скользящей втулки предупреждает прилипание при высокой температуре и большом давлении уплотнительных манжет к уплотняющей поверхности;

манжеты монтируются в корпусе циркуляционного клапана, что уменьшает их повреждение в высокоскоростных и напорных потоках.

Для проведения канатных работ при заканчивании скважин применяются циркуляционные клапаны с внешним диаметром от 57 до 209 мм и соответственно внутренним диаметром от 32 до 150 мм. Клапаны спускают на НКТ диаметром от 48 до 177,8 мм.

РАЗЪЕДИНИТЕЛИ КОЛОНН

Разъединитель колонн предназначен для отсоединения колонны насосно-компрессорных труб от пакера и соединения их с пакером, когда необходимо извлечь трубы из скважины, например, для их смены.

Существующие конструкции разъединителей колонн предусматривают отсоединение НКТ поворотом их вправо, натягом труб для среза срезных штифтов в разъединителе или же перемещением внутренней цанги разъединителя с помощью инструмента, спускаемого на проволоке или тросе. Причем первый тип разъединителя может служить также и телескопическим соединением для компенсации изменения длины НКТ. Для этого после установки пакера необходимо вращением колонны труб или натягом срезать срезные штифты и уменьшить длину НКТ на определенную величину, а затем уже подвесить трубы к трубной головке фонтанной арматуры.

Герметичность соединения обеспечивает набор уплотнительных манжет длиной в несколько метров.

Разъединители колонн первых двух типов применяют обычно в неглубоких и вертикальных скважинах.

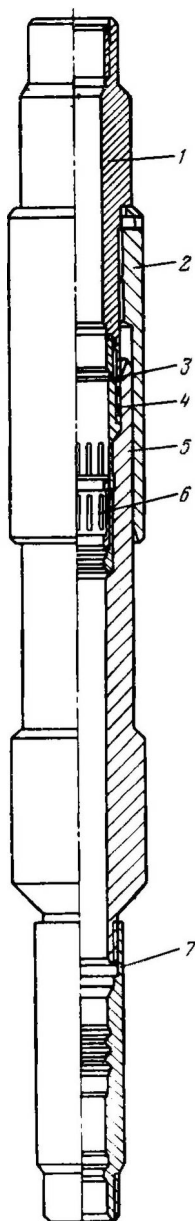
Разъединители колонны третьего типа (рис. III. 4), в которых для отсоединения необходимо применять инструмент, спускаемый на проволоке или тросе, могут применяться как в неглубоких, так и в глубоких и наклонно направленных скважинах.

Остановимся подробно на конструкции разъединителя колонны фирмы "Отис", управляемого канатной техникой. Он состоит из головки 1, к которой присоединены направляющий кожух 2 и цанга 3. Цанга 3 вставлена в корпус 5.

Герметизация между этой цангой и корпусом осуществляется с помощью набора уплотнительных манжет 4. Внутри цанги 3 помещена передвижная цанга 6.

При спуске в скважину передвижная цанга 6 находится в нижнем положении. В этом положении кольцевой бурт передвижной цанги 6 располагается в кольцевой внутренней канавке цанги 3, разжимая ее.

Рис. III. 4. Разъединитель колонны фирмы "Отис", управляемый канатной техникой



При этом наружный кольцевой бурт на цапге 3, в свою очередь, располагается в кольцевой расточке корпуса 5, обеспечивая соединение головки 1 и корпуса 5.

К нижней части корпуса 5 присоединен на резьбе посадочный ниппель 7 (проходной или непроходной в зависимости от необходимости).

Перед отсоединением НКТ в разъединитель колонны спускают на проволоке и устанавливают в ниппеле 7 глухую пробку. Затем также на проволоке спускают специальный инструмент (толкатель) и ударами перемещают передвижную цапгу 6 в верхнее положение. При этом перья передвижной цапги 6 сжимаются, кольцевой бурт ее перемещается из расточки цапги 3 вверх, давая ей возможность сжаться, а кольцевому бурту цапги 3 выйти из расточки корпуса.

При подъеме цапга 3 свободно выходит из корпуса 5.

Вместе с ней на поверхность поднимают также головку 1 с направляющим кожухом 2 и набором уплотнительных манжет 4. Корпус 5 с посадочным ниппелем 7 остается в скважине.

Для соединения НКТ необходимо спустить ранее извлеченный узел разъединителя колонны. Затем ударами яса по толкателю, спущенному на проволоке, перемещают передвижную цапгу 6 в нижнее положение, зафиксировав этим кольцевые бурты передвижной цапги 6 и цапги 3 соответственно в расточках цапги 3 и корпуса 5.

7 КЛАПАНЫ ДЛЯ ПОДАЧИ ИНГИБИТОРА

Этот клапан служит для перепуска различных ингибиторов в процессе эксплуатации скважин из затрубного пространства в НКТ и герметичного отсека потока в обратном направлении.

Существуют конструкции клапанов, спускаемых на колонне НКТ и управляемых давлением. Эти клапаны при подаче ингибитора в затрубное пространство и достижении заданного перепада давления открываются, пропуская ингибитор в НКТ. При выравнивании давления в трубах и затрубье они закрываются, предотвращая

переток жидкости из одной полости в другую. Не останавливаясь подробно на подобных конструкциях ингибиторных клапанов, укажем только, что они довольно быстро выходят из строя, имеют низкую эксплуатацион-

ную надежность и при негерметичности поднимаются на поверхность вместе с НКТ для их замены. При перенастройке этого клапана на другой перепад давления для его открытия также необходимо поднять НКТ.

Более надежна конструкция клапана, в которой перепуск ингибитора из затрубья в трубы также осуществляется при заданном перепаде давления. Предварительно, до создания этого перепада, необходимо переместить с помощью инструмента, спускаемого на проволоке, внутреннюю втулку (как в циркуляционном клапане механического действия, рассмотренном выше), перекрывающую изнутри боковые отверстия для впуска ингибитора. Это обеспечивает возможность изолировать вышедший из строя клапанный узел, перекрыв его внутренней перемещающейся втулкой. Однако в этом случае закачка ингибитора через клапан исключается. Клапаны этой конструкции нашли применение на месторождениях Оренбурггазпрома.

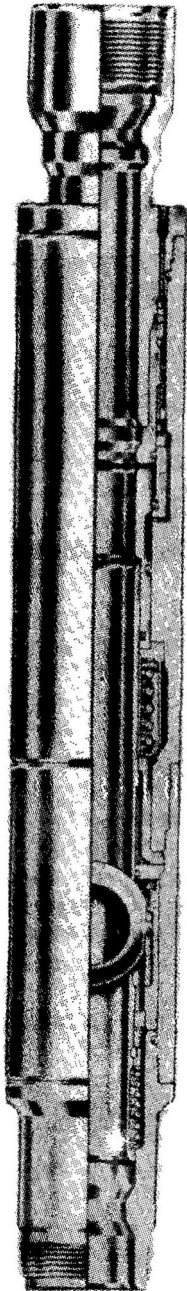
В настоящее время все более широкое применение (как в отечественной, так и в зарубежной практике) находят съемные клапаны для подачи ингибиторов, устанавливаемые в боковом кармане скважинной камеры. Такая установка клапана позволяет проводить его перенастройку или замену без подъема НКТ, с помощью инструмента, спускаемого на проволоке. Конструкция съемного клапана рассмотрена в следующей главе.

ДИСТАНЦИОННО УПРАВЛЯЕМЫЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ КЛАПАНЫ-ОТСЕКАТЕЛИ, СПУСКАЕМЫЕ НА КОЛОННЕ КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Трубный предохранительный клапан-отсекатель, дистанционно управляемый и спускаемый на НКТ (рис. III.5), предназначен для автоматического и принудительного закрытия скважины в случае повреждения выкидных линий, фонтанной арматуры. Клапан управляется с поверхности. Закрывается он при снижении гидравлического давления, создаваемого пультом управления в управляющей трубке, соединенной с клапаном, и обеспечивающего открытое его положение. Трубный клапан-отсекатель имеет внутренний диаметр, достаточный для прохода канатных инструментов и глубинного манометра [36].

В табл. III. 2 приводится внутренний диаметр трубного клапана-отсекателя, выпускаемого зарубежными фирмами ("Отис", "Камко", "Бейкер"), в соответствии с размером НКТ, на которых клапан спущен в скважину. Преимущество трубного клапана – возможность проведения канатных работ ниже клапана, тогда как при использовании клапана-отсекателя, спускаемого на проволоке, для этого необходимо его извлечь. Выход из строя трубного клапана-отсекателя требует подъема НКТ. Хотя конструкция его и позволяет открыть клапан принудительно в случае нарушения герметичности управляющей трубки или клапана-отсекателя, однако закрыть его уже невозможно, и клапан теряет свои функции. Тем не менее при необходимости в этом клапане можно установить спускаемый на проволоке клапан-отсекатель с автономным управлением (регу-

Таблица III. 2



Номинальный размер НКТ, мм	Наружный диаметр клапана-отсекателя, мм	Внутренний диаметр клапана-отсекателя, мм
----------------------------	---	---

52,4	71	38,1
60,3	103	47,6
73,0	130	58,7

Номинальный размер НКТ, мм	Наружный диаметр клапана-отсекателя, мм	Внутренний диаметр клапана-отсекателя, мм
----------------------------	---	---

88,9	150	71,4
114,3	197,8	97,6
139,7	215,9	119,0

лируемый потоком продукции), но меньшего размера. Для этой цели в верхней своей части трубный клапан снабжен ниппелем для установки в нем указанного клапана-отсекателя, спускаемого на проволоке.

ПАКЕРЫ

Пакеры предназначены для герметизации кольцевого зазора между обсадными и насосно-компрессорными трубами с целью защиты эксплуатационной колонны от действия высокого давления и вредного действия пластовой или обрабатываемой жидкости, разобщения пластов, изоляции соседних интервалов перфорации перед цементацией под давлением, защиты пласта от давления сжатого газа при газлифтном способе добычи нефти, закоривания насосно-компрессорных труб при насосном способе добычи.

Защита пакером обсадной колонны от действия высоких давлений способствует повышению эффективности промысловых операций на забое скважины, предотвращает серьезные осложнения при эксплуатации

Рис. III. 5. Дистанционно управляемый клапан-отсекатель, спускаемый в скважину на НКТ

скважины, вызванные негерметичностью эксплуатационной колонны.

Учитывая, что описание конструкции пакера достаточно полно изложено в специальной литературе [11, 32, 43, 46], кратко рассмотрены лишь особенности применения пакеров.

С точки зрения использования канатной техники для управления посадкой пакеров интерес представляет конструкция пакера фирмы "Бейкер", где отверстия, через которые давление потока жидкости воздействует на механизм посадки пакера, перекрыто скользящей втулкой. Только лишь после перемещения этой втулки с помощью инструмента, спускаемого на проволоке, возможна посадка пакера. Это позволяет опрессовать колонну спущенных НКТ до посадки пакера, а также осуществить селективную (избирательную) посадку и проверку на герметичность нескольких пакеров в одной скважине при ОРЭ.

Целесообразно пакер устанавливать над самым верхним продуктивным горизонтом, чтобы через него проходил малогабаритный перфоратор. Тогда перфорационные работы можно проводить без подъема НКТ при демонтированной буровой вышке.

В скважинах с установленным пакером затрубное пространство необходимо заполнять специальной надпакерной жидкостью. Она должна быть физически и химически устойчивой в течение длительного периода, способной предотвратить коррозию, достаточно тяжелой, чтобы контролировать аномально высокие пластовые давления, относительно дешевой. Иногда в качестве надпакерной жидкости используют местную нефть.

Отечественные пакеры, в зависимости от их типа и внешнего диаметра, имеют проходные каналы следующих размеров: 40, 62, 76, 100 мм.

ТЕЛЕСКОПИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ

Телескопическое соединение предназначено для компенсации изменения длины колонны НКТ от температурного воздействия, а также воздействия перепада давления.

Когда насосно-компрессорные трубы заякорены в пакере, их продольный синусоидальный изгиб, вызванный температурными изменениями и перепадом давления, осложняет спуско-подъемные операции с канатной техникой и может привести даже к невозможности спуска необходимого канатного оборудования.

Использование телескопического соединения позволяет уменьшить этот изгиб НКТ.

Применение телескопического соединения снижает напряжения в теле и резьбовых соединениях труб, заякоренных в пакере, возникающие от изменения температуры и давления в скважине, а следовательно, продлевает срок службы как самих труб, так и всей полустационарной подземной установки.

Телескопическое соединение, состоящее из цилиндра, шпонки, упорной гайки и штока, располагают над пакером. Взаимное перемещение штока и цилиндра обеспечивает ход телескопического соединения. Герметизация штока обеспечивается за счет уплотнительных колец. Шпонка

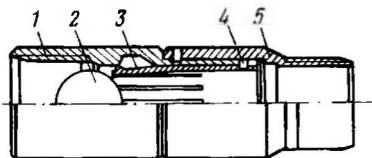


Рис. III. 6. Срезной клапан

передает при необходимости крутящий момент через соединение. Телескопическое соединение спускают в скважину в раскрытом, под весом труб, состоянии. Компенсация изменения длины колонны труб происходит за счет перемещения цилиндра относительно штока при удлинении или укорачивании колонны труб.

В настоящее время разрабатываются конструкции телескопических соединений, которые спускают в скважину в закрытом состоянии, а раскрытие осуществляют с помощью инструмента, спускаемого на проволоке.

СРЕЗНЫЕ КЛАПАНЫ

Срезные клапаны служат для создания в НКТ давления, необходимого при посадке пакера гидравлического или гидромеханического действия. Эти клапаны крепятся на НКТ под пакером и спускаются в скважину вместе с трубами. Все они имеют верхнюю присоединительную резьбу НКТ.

Срезной клапан (рис. III. 6) позволяет после создания давления в трубах и среза оставлять на забое только шарик. Цанговое седло 3 удерживает шарик 2 после его сброса в НКТ. Цангу удерживают в крайнем верхнем положении штифты 4. При создании заданного давления происходит срез штифтов, после чего цанга перемещается вниз, освобождая проход шарик. Перья цанги, утапливаясь в выточке корпуса клапана 1, освобождают его сечение до диаметра НКТ, на которых он спущен в скважину. Кожух 5 имеет нижнюю присоединительную резьбу НКТ. Под этим срезным клапаном можно спускать хвостовик из НКТ, перфорированный патрубок и посадочный ниппель для установки скважинных приборов.

ПРОТИВОЭРОЗИОННЫЙ, ЗАЩИТНЫЙ И ПЕРФОРИРОВАННЫЙ ПАТРУБКИ

Противоэрозионный патрубок представляет собой толстостенный патрубок, изготовленный из термообработанной стали и имеющий с обоих концов резьбу для присоединения к НКТ. Внутренний диаметр его равен внутреннему диаметру НКТ, на которых он спускается, а внешний — диаметру муфтового соединения.

Противоэрозионный патрубок устанавливается над непроходным или проходным посадочным ниппелем, предназначенным для установки клапанов-отсекателей, регуляторов потока и других устройств, при эксплуатации которых создается турбулентный поток жидкости или газа за счет сужений проходного канала. Если жидкость или газ содержит меха-

нические примеси, то это приводит к абразивному истиранию труб. С целью предохранения труб, расположенных над устройством, сужающим проход, применяется противозрозионный патрубок.

В ряде случаев эти патрубки устанавливают также ниже посадочных nipples. Хотя труба ниже посадочного nipple подвергается не столь значительной эрозии, как расположенная выше, но и эта область может представлять опасность.

В нагнетательных скважинах противозрозионный патрубок следует устанавливать ниже устройств, вызывающих турбулентный поток при закачке.

Противозрозионные патрубки имеют длину от 1,0 до 1,8 м.

Защитный патрубок отличается от противозрозионного несколько большей длиной. Его устанавливают против перфорационных отверстий.

Как показывает опыт, проходя сквозь перфорационные отверстия, струя из пласта в течение сравнительно короткого промежутка времени разрушает НКТ. Поэтому для повышения устойчивости НКТ к абразивному действию газожидкостного потока из пласта рекомендуется против отверстий верхнего продуктивного горизонта на всем интервале перфорации устанавливать защитные патрубки. В этом случае разрушение НКТ исключается или приостанавливается, так как защитный патрубок более устойчив к абразивному воздействию струи.

Перфорированный патрубок изготавливают из обычной НКТ, в которой высверливают несколько рядов боковых отверстий. Этот патрубок устанавливают против зоны перфорации, он служит для предотвращения попадания в НКТ обломков породы из пласта, которые могут осложнить канатные работы.

НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ

Насосно-компрессорные трубы кроме своего основного назначения — обеспечения эксплуатации скважины, выполняют также функции связывающего звена между спущенными в скважину узлами полустационарного оборудования, необходимого при осуществлении работ с помощью инструмента, спускаемого на проволоке или тросе. НКТ служат, кроме того, для установки и фиксации во внутренней их поверхности или между стыками резьбовых соединений специальных замковых устройств, спускаемых также на проволоке или тросе. Поэтому в настоящем разделе НКТ рассматриваются с учетом их эффективного применения для проведения канатных операций.

Правильный подбор НКТ имеет чрезвычайно большое значение для оптимального заканчивания и проведения канатных работ в скважине. В соответствии с расчетным диаметром (внутренним и внешним) НКТ, их длинами, массами, марками и типами резьбовых соединений проектируется весь комплекс полустационарного оборудования, спускаемого в скважину, и затем определяется номинальный размер канатных инструментов. Правильный выбор размера и типа НКТ зависит, кроме того,

Таблица III. 3

Условный диаметр НКТ мм	Размеры НКТ, мм		Размеры шаблона, мм	
	толщина стенки	внутренний диаметр	диаметр	длина
60	4,83	50,6	48,3	1250
73	5,51	62,0	59,7	1250
	7,82	57,4	55,0	1250
89	6,45	76,0	72,9	1250
	7,34	74,2	71,0	1250
114	6,88	100,5	97,4	1250
	9,47	95,35	92,2	1250

от наличия или отсутствия агрессивных компонентов в восходящем газожидкостном потоке. Оценивают также и будущие эксплуатационные характеристики и изменения в технологических требованиях к колонне НКТ при ожидаемом снижении давления по мере истощения пласта. Увеличенный отбор продукции из скважины требует увеличения диаметра обсадных колонн до 178, 194, 219, 245 и 273 мм. Диаметр НКТ, спускаемых в такие скважины, соответственно возрастает до 89, 114 мм. Иногда в качестве лифтовых НКТ используются обсадные трубы диаметром 168 и 178 мм (например, на газовом месторождении Медвежье). И тем не менее размер НКТ может быть ограничен диаметром обсадной колонны.

Необходимо учитывать, что НКТ спускают в скважину на весь или длительный период эксплуатации и ошибка при их проектировании в дальнейшем может привести к невозможности применения канатных инструментов.

Применение инструментов, спускаемых в НКТ на проволоке или тросе, предъявляет особенно жесткие требования к внутреннему проходному диаметру труб, который должен обеспечить проходимость спускаемых инструментов для выполнения тех или иных канатных операций. Поэтому при спуске НКТ и оборудования проверяют, нет ли на их стенках каких-либо отложений, а также вмятин или кривизны. Для проверки труб и переводников к ним пользуются шаблоном длиной 1,25 м, диаметр которого выбирается по табл. III. 3. С этой целью в трубу перед подъемом ее с мостков вкладывают шаблон, и он при подъеме трубы выпадает из нее. Трубу, через которую шаблон не прошел, спускать в скважину нельзя [8].

Диаметр шаблона для НКТ диаметром 114,3 мм и более должен быть на 3,2 мм меньше их внутреннего диаметра. Внутренний проходной диаметр НКТ в процессе эксплуатации скважины может уменьшиться в связи с отложением на их внутренней поверхности смол, парафина, солей, продуктов коррозии металла и т. п. Если не принять своевременных мер профилактики по очистке труб, то этот фактор может привести к осложнению или срыву работ, проводимых инструментом, спускаемым в НКТ на проволоке или тросе.

При преждевременном износе НКТ теряется смысл проведения канатных работ как средства повышения эффективности подземного ремонта скважин. Предохранить НКТ от эрозийного и коррозионного воздействий, присутствующих в газожидкостном потоке твердых примесей агрессивных компонентов, можно следующими способами: применением забойных штуцеров; вводом антикоррозионных ингибиторов; футеровкой внутренней поверхности труб; применением труб из материалов, стойких к сероводородным средам, противозерозионных патрубков и т. д. Применение пластмассовых покрытий позволяет удлинить срок службы НКТ, используемых при умеренно высоких температурах в высокосернистых скважинах. Однако нанесение этих покрытий НКТ должно сужать проходное сечение НКТ.

Возможность длительной эксплуатации подземной установки для добычи нефти и газа во многом определяется герметичностью резьбовых соединений спущенных НКТ. Этот фактор приобретает решающее значение при эксплуатации скважин, в продукции которых имеются агрессивные компоненты (сероводород, углекислота и т. д.), а также скважин с высоким пластовым давлением.

Применение специальных смазок, уплотнительных пленок, как показала практика, не является радикальным решением вопроса повышения герметичности, а также предохранения резьбовых соединений с конической треугольной профиля резьбой НКТ от преждевременного износа в скважинах с высоким (более 16 МПа) давлением.

При перепаде давления в скважинах, превышающем 20 МПа, требуются трубы со специальными высокогерметичными резьбовыми соединениями, а в сильно коррозионных условиях — трубы из коррозионностойких материалов.

Существующие и достаточно полно описанные в специальной литературе высокогерметичные соединения НКТ типа Батресс, Экстрем Лайн, Хай드릴л и другие — некоррозионностойкие в сероводородсодержащих средах.

В последние годы все более широкое применение находят разработанные французской фирмой "Валлурек" резьбовые соединения типа VAM; в частности, в отечественной нефтяной промышленности они используются на газовых месторождениях Оренбуржья, газоконденсатных месторождениях Каспийского моря, при внедрении полустационарных подземных установок (прил. 1).

От состояния НКТ зависит эффективность работ, проводимых с помощью инструмента, спускаемого на проволоке (тросе), в течение всего срока эксплуатации скважины. Несмотря на проводимый комплекс мероприятий по предотвращению механических повреждений, НКТ с течением времени изнашиваются. Их извлекают без трагивания с места посадки пакерующего устройства при помощи разъединителя колонны труб. При этом трубы извлекают без глушения скважины путем установки с помощью инструмента, спускаемого на проволоке, пробки в посадочном nipple над или под пакером.

НАПРАВЛЯЮЩЕЕ ПРИСПОСОБЛЕНИЕ

Если при проведении канатных работ предполагается выход инструмента, спускаемого на проволоке (тросе), из НКТ (например, для замера забоя и т. д.), то они оснащаются специальным направляющим приспособлением, обеспечивающим безопасный вход инструмента в колонну насосно-компрессорных труб при его подъеме.

Это приспособление представляет собой муфту, которая сверху имеет резьбу НКТ. Нижний конец муфты имеет внутренний скос под углом 30° к вертикальной оси, чем обеспечиваются центровка и направление инструмента, подвешенного на проволоке, при входе (втягивании) его в НКТ.

Наружный диаметр приспособления равен диаметру муфтового соединения НКТ, к которым оно присоединено. Внутренний диаметр приспособления равен внутреннему диаметру этих труб.

ГЛАВА IV

ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТЫ, СПУСКАЕМЫЕ В СКВАЖИНУ НА ПРОВОЛОКЕ (ТРОСЕ)

Внутрискважинное оборудование, описанное в гл. III, обеспечивает современную прогрессивную технологию эксплуатации, освоения и ремонта скважины только вместе с комплексом оборудования и инструментов, спускаемых в НКТ на проволоке или тросе.

Операции, проводимые в скважине с помощью канатной техники, не требуют глушения, подъема НКТ и последующего освоения скважины. Канатное оборудование и инструменты, спускаемые на проволоке или тросе, предназначены для проведения работ в скважинах, оснащенных НКТ с внутренним диаметром от 40 до 100 мм. В высокодебитных скважинах внутренний диаметр труб достигает 200 мм. В этих условиях в качестве НКТ применяют не насосно-компрессорные, а обсадные трубы.

Диаметр инструментов и канатного оборудования выбирается в соответствии с диаметром НКТ, в которых ведутся канатные работы.

Оборудование и инструменты спускаются в скважину на проволоке диаметром 1,8; 2,0; 2,34 и 2,5 мм. Чаще используют стальную проволоку диаметром 2,34 мм. Для ловильных работ, связанных с высокими нагрузками, и для работ, проводимых с крупногабаритными и тяжелыми инструментами в НКТ диаметром более 114 мм, используется металлический трос диаметром 4,76 мм из свитых проволок.

СТАЛЬНАЯ ПРОВОЛОКА И ТРОС, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ КАНАТНЫХ РАБОТ

Инструмент, предназначенный для проведения канатных работ в скважине, и технологическое канатное оборудование спускаются в скважину на стальной проволоке или тросе (последний в основном применяется при аварийных канатных операциях).

Проволока (трос) – ответственная часть комплекса канатной техники – сравнительно быстро изнашивается, потому необходимы тщательный подбор проволоки (троса) и бережное обращение с ней.

На промыслах, где из скважин добываются неагрессивные (некоррозионные) жидкости, для канатных работ используется обычная стальная проволока. В коррозионной среде применяют проволоку из оцинкованной или нержавеющей стали, а также из сплава монель. Стальная оцинкованная проволока осложняет проведение канатных работ в связи с разрушением цинкового покрытия и образованием множества хлопьев. Проволока из стали со специальным покрытием из нержавеющей стали все же подвержена водородному охрупчиванию, но вполне пригодна для выполнения канатных работ, не требующих длительного нахождения проволоки в скважине, исключая, конечно, работы в особо трудных коррозионных условиях. Для операций, которые связаны с пребыванием проволоки в течение нескольких часов в коррозионных условиях, лучше всего применять проволоку, изготовленную из сплава монель. Однако она по прочности уступает стальным проволокам и поэтому применяется исключительно при спуско-подъемных работах безударных операций. Номинальные прочностные характеристики на растяжение (разрывные усилия) импортной проволоки, используемой для канатных работ, даны в табл. IV. 1. Ниже приводится масса 1 м проволоки в зависимости от ее диаметра.

Масса, кг	0,021	0,027	0,034
Диаметр, мм	1,8	2,0	2,34

Запас прочности проволоки (троса) выбирается исходя из назначения лебедки и условий работы.

Трос диаметром 4,76 мм имеет минимальное разрывное усилие 10 кН, а массу 1 м – 0,13 кг.

Для стальной проволоки, применяемой для канатных работ, рекомендуется принимать коэффициент запаса прочности не менее 2. Тем не менее иногда проволока работает с меньшим запасом прочности (при ударах механическим яссом), при этом проволока быстрее изнашивается.

Износ проволоки зависит от диаметра шкивов барабана лебедки, оттяжного шкива, профиля ручья шкивов, частоты перегибов проволоки и их направления, а также влияния дополнительных усилий при яссировании.

Для определения рабочей нагрузки на проволоку (трос) следует разрывное усилие данной проволоки (каната) разделить на коэффициент запаса прочности. Например, для проволоки диаметром 2,34 мм с разрывным усилием, равным 6,86 кН (прочность проволоки при растяжении 160 МПа), допустимая нагрузка (при запасе прочности не менее 2) должна быть не более 3,5 кН. Нередко коэффициент запаса прочности берут в пределах 2,5–3,0 и даже больше. Коэффициент запаса прочности проволоки (троса) зависит от условий и среды. Коэффициент запаса прочности проволоки (троса) следует выбирать с учетом агрессивности среды, срока службы проволоки (троса) и степени сложности выполняемых работ.

Таблица IV. 1

Материал	Предел прочности на разрыв, МПа	Минимальное разрывное усилие, кН, при диаметре проволоки, мм		
		1,8	2,0	2,34
Сталь со специальным покрытием	160	4,21	5,55	6,86
Нержавеющая сталь	110	3,08	3,99	5,03
Монель	100	2,72	3,52	4,43

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТОВ, СПУСКАЕМЫХ НА ПРОВОЛОКЕ (ТРОСЕ)

Применяемое оборудование и инструменты, спускаемые в скважины на проволоке (тросе) можно подразделить на следующие основные виды:

стандартный набор инструментов, служащий для выполнения всех видов операций, проводимых с помощью инструментов и оборудования, спускаемых на проволоке (тросе) ;

оборудование, спускаемое на проволоке и оставляемое в скважине для выполнения определенных функций (см. гл. II) ;

инструменты для захвата при спуске и подъеме оборудования, оставляемого в скважине;

инструменты специального назначения, служащие для чистки труб от парафина, песчаных пробок, для открытия и закрытия циркуляционных клапанов, установки (съема) газлифтных клапанов в эксцентричных скважинных камерах, свабирования, выпрямления деформированных участков труб;

ловильные инструменты, спускаемые на проволоке (или тросе) и служащие для ловли и извлечения аварийного канатного инструмента или проволоки (троса) .

Стандартный набор включает замок для соединения проволоки (или троса) с инструментами, спускаемыми в скважину, грузовые штанги различной длины и массы, шарнир, гидравлический и механический ясы.

В оборудование, спускаемое на проволоке и оставляемое в скважине для выполнения определенных технологических функций, входят съемные газлифтные, глухие и циркуляционные клапаны, устанавливаемые в скважинных камерах, предохранительные клапаны-отсекатели, спускаемые на проволоке, забойные штуцеры, обратные клапаны, глухие пробки, заглушки, скважинные приборы для замера давления, температур и т. д. Это оборудование устанавливается и фиксируется в посадочных ниппелях и скважинных камерах с помощью замковых устройств.

Инструмент для захвата оборудования, оставляемого в скважине, включает инструменты для спуска замков, подъема замков, спуска и подъема приемного обратного клапана, спуска и подъема газлифтного клапана.

Инструмент специального назначения включает инструмент для открытия и закрытия циркуляционных клапанов (скользящих гильз), отклонители для направления инструмента в эксцентрично расположенный карман скважинной камеры при установке и съеме газлифтных клапанов, желонки для удаления песчаных пробок в НКТ, скребки для очистки НКТ от парафина, свабы, инструменты для правки труб, трубные шаблоны.

Инструмент, применяемый для ловильных работ, включает ловители для захвата аварийного инструмента за ловильную шейку, ловильные инструменты для захвата проволоки, магниты, инструмент для резки проволоки в скважине, шлипсовые захваты (овершоты), печати, спускаемые на проволоке (тросе).

На нефтяных и газовых месторождениях Советского Союза используют канатные инструменты и оборудование зарубежных фирм, а в последние годы все более широкое применение находит отечественное оборудование, входящее в комплект инструментов для газлифтных клапанов (КИГК) и в комплексы управляемых клапанов-отсекателей (КУСА). Это оборудование разработано ОКБ Нефтемаш [24].

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ КАНАТНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ

Канатное оборудование и инструменты имеют следующие характерные особенности.

1. Они снабжены ловильными головками для залавливания их при отвинчивании и оставлении в скважине.

2. Практически все работы с помощью инструментов, спускаемых на проволоке (тросе), осуществляются за счет создания ударных импульсов вверх или вниз посредством специальных устройств — яссов, служащих основным исполнительным механизмом в наборе этих инструментов.

3. В оборудовании и инструментах, спускаемых в скважину на проволоке (тросе), используются срезные цилиндрические штифты в качестве элемента, фиксирующего относительное положение деталей инструментов или оборудования, которые они соединяют. Под действием ударных импульсов, развиваемых механическим или гидравлическим яссом при ударах инструментом вверх или вниз, штифты срезаются и освобождают соединенные детали, способствуя тем самым проведению в скважине тех или иных технологических операций.

Учитывая, что срезные штифты играют важную роль в работе оборудования и инструментов, спускаемых на проволоке (тросе), остановимся подробнее на особенностях их применения и характеристике.

В канатных оборудовании и инструментах срезные штифты обычно соединяют втулку и стержень (рис. IV. 1, а) или две втулки (рис. IV. 1, б), которые после среза штифтов получают возможность перемещаться относительно друг друга. В первом случае это происходит после среза радиально расположенного штифта, во втором — двух тангенциально расположенных штифтов. Штифты удерживаются в отверстиях трением, создаваемым монтажным натягом, а в некоторых случаях — расклепкой

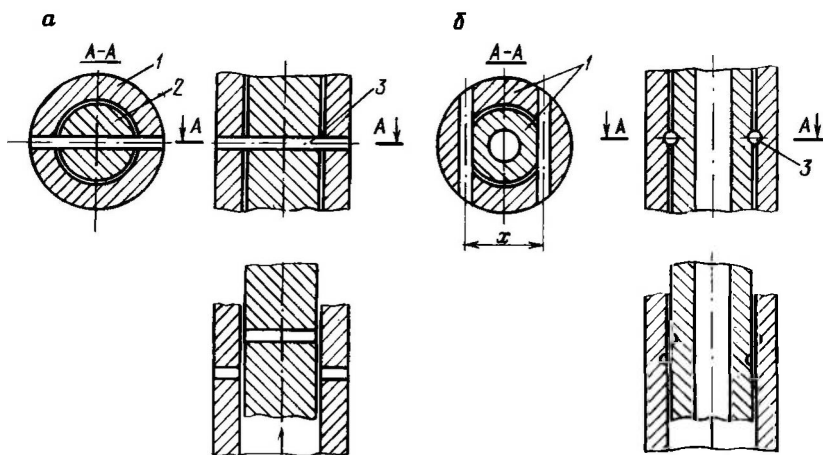


Рис. IV. 1. Соединения деталей канатного инструмента срезными штифтами: а — радиально установленными; б — тангенциально установленными; 1 — втулка; 2 — стержень; 3 — срезной штифт

концов или кольцом, перекрывающим отверстия.

Срезные штифты изготавливают из цилиндрических стальных, латунных или алюминиевых прутков диаметром 1,6–12,7 мм, нарезанных в соответствии с диаметром и длиной отверстий на канатных инструментах или технологическом оборудовании. В основном применяются стальные и латунные срезные штифты.

Механические свойства металлов для изготовления цилиндрических штифтов, применяемых при канатных работах, представлены в табл. IV. 2.

Усилие, необходимое для среза радиально установленного штифта в двух поперечных секущих плоскостях, рассчитывается по формуле

$$P = N\sigma_{\text{ср}} \frac{\pi d^2}{4},$$

где N — число плоскостей среза, $N = 2$; $\sigma_{\text{ср}}$ — допустимое напряжение при срезе; d — диаметр срезного штифта.

В табл. IV. 3 и IV. 4 представлены расчетные и прочностные характеристики срезных цилиндрических штифтов разных диаметров и материалов соответственно при условиях среза их в поперечной (рис. IV. 1, а) и в продольной плоскостях (рис. IV. 1, б). Приведенные в этих таблицах усилия среза верны для статической нагрузки.

При осуществлении канатных работ срез штифтов достигается в результате динамических нагрузок, создаваемых ударами яссов. В этом случае необходимое усилие среза 2–3 раза меньше, чем при статической нагрузке.

Таблица IV. 2

Материал штифта	Марка материала	Временное сопротивление, МПа	Относительное удлинение, %	Материал штифта	Марка материала	Временное сопротивление, МПа	Относительное удлинение, %
Латунь	Л-63	441	10	Сталь	45	598	16
Латунь	ЛС-59-1	411	8	Алюминий	АД-31	196	8

Таблица IV. 3

Диаметр штифта, мм	Усилие, необходимое для среза в двух поперечных сечениях плоскостях радиально установленного штифта, Н		Диаметр штифта, мм	Усилие, необходимое для среза в двух поперечных сечениях плоскостях радиально установленного штифта, Н	
	Латунь	Сталь		Латунь	Сталь
1,6	1560	1600	8,0	34520	40890
2,4	2670	3560	9,5	40940	57860
3,2	2710	6770	11,0	55210	77910
4,8	11300	15100	12,7	72070	111300
6,4	18680	24910			

Таблица IV. 4

Диаметр штифта, мм	Расстояние x, мм	Усилие, необходимое для среза в продольной плоскости двух штифтов, Н		Диаметр штифта, мм	Расстояние x, мм	Усилие, необходимое для среза в продольной плоскости двух штифтов, Н	
		Латунь	Сталь			Латунь	Сталь
1,6	10,3	4020	5350	6,4	29,3	35810	51630
2,4	14,6	9350	13340	8,0	36,5	40070	56090
3,2	20,6	16470	23140	9,5	49,2	44520	63200
4,8	25,4	19140	25790	11,0	63,5	51640	72120

Поэтому, очевидно, для скважинных условий необходимость в очень точном определении прочности штифта отпадает. Диаметр и металл, из которого изготовлен штифт, указывают в технической характеристике канатного инструмента. Тем не менее при срезе одного и того же штифта усилие, сообщаемое проволоке, на устье может меняться в зависимости от плотности жидкости в трубах, степени искривленности ствола скважины и т. д.

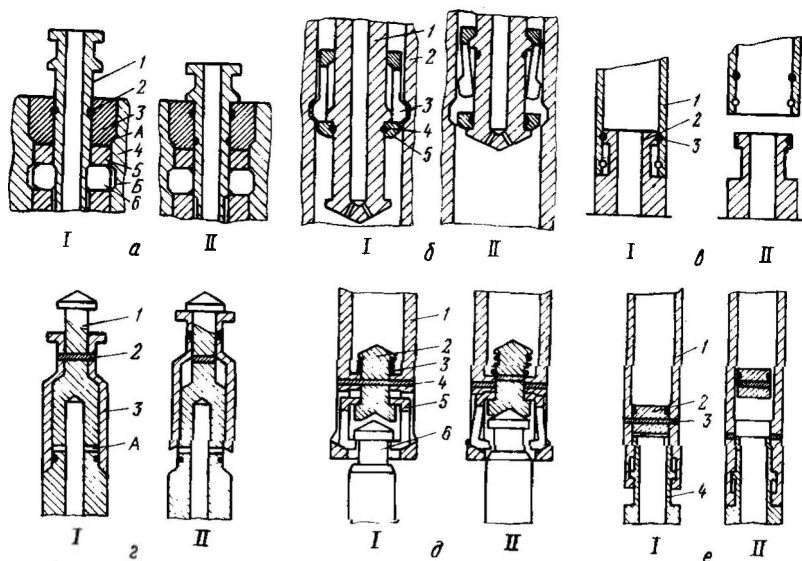


Рис. IV. 2. Характерные соединения деталей и узлов канатных инструментов и оборудования с помощью срезных штифтов: а — подвижной втулки замка с непроходным кольцом; б — фиксация цанговых кулачков; в — спускаемого инструмента с замком; г — корпуса обратного клапана с защитной втулкой; д — корпуса штангового инструмента с сердечником; е — корпуса гидростатической желонки с поршнем; I — до среза штифтов; II — после среза штифтов

Обязательное условие использования штифтов — соответствие их диаметров размерам отверстий в инструменте или оборудовании. При невыполнении этого условия возможны следующие неполадки в процессе проведения канатных работ: во-первых, смещение штифта из отверстия; во-вторых, смятие (вместо среза) штифта, что способствует значительному возрастанию усилий для среза при работе яссом. Запрещается использование при канатных работах штифтов из материала, не соответствующего по механическим свойствам маркам, представленным в табл. IV. 2. Штифт из более вязкого металла при канатных работах сминается, а не срезается, что создает аварийную ситуацию в скважине.

Практика показывает, что соответствие расчетных нагрузок, необходимых для среза штифтов, фактическим во многом зависит также от качества изготовления канатных инструментов и оборудования, а именно, соосности отверстий под штифты на соединяемых деталях инструментов. В противном случае, как правило, возникают нарушения в работе, выполняемой инструментом, спускаемым на проволоке.

В соответствии с конструкцией инструментов и технологического оборудования, спускаемого в скважину на проволоке (тросе), после среза штифтов осуществляются следующие технологические операции:

фиксация замка в посадочном ниппеле; извлечение замка из посадочного ниппеля, отсоединение канатного инструмента от зафиксированного в ниппеле оборудования, открытие перепускных отверстий в клапанах, аварийное отсоединение канатного инструмента в случае невозможности извлечения захваченного в скважине инструмента или какого-либо устройства, контроль открытия или закрытия механического циркуляционного клапана специальным толкателем, страгирование поршня для обеспечения эффекта всасывания гидростатической желонки.

На рис. IV. 2 показано несколько характерных схем канатных инструментов и оборудования до и после среза штифта.

Подвижная втулка 1 (рис. IV. 2, а) с ловильной головкой замка 5 зафиксирована с непроходным кольцом 3, тангенциально расположенными штифтами 2 и посажена в упор на бурт А ниппеля 4. Ударами инструмента вниз по втулке 1 срезаются штифты 2. Втулка 1, перемещаясь вниз, фиксирует кулачки 6 замка в проточке ниппеля 5.

Замок с зафиксированными цанговыми кулачками 3 в проточке ниппеля 2 изображен на рис. IV. 2, б. Ударами инструмента вверх по втулке 1 срезаются тангенциальные штифты 4. Освободившееся кольцо 5 позволяет утопиться кулачкам 3. Продолжая удары вверх, замок извлекают из ниппеля.

Тангенциально расположенные штифты 3 (рис. IV. 2, в) соединяют головку замка 2 со спускным инструментом 1. Ударами инструмента вверх, срезав штифты 3, отсоединяют канатный инструмент от зафиксированного в ниппеле (на рисунке не показан) замка с оборудованием. Если фиксация в посадочном ниппеле не надежна и ударами вверх при отсоединении канатного инструмента можно извлечь (вытянуть) также и замок, то применяют другой вариант соединения спускаемого инструмента с головкой замка, устанавливая срезные штифты в нижней паре отверстий на инструменте. В этом случае срез штифтов и отсоединение канатного инструмента осуществляют только ударами вниз.

На рис. IV. 2, г показан корпус обратного клапана с головкой 1, установленного в ниппеле. Перепускные отверстия А перекрывает защитная втулка 3, зафиксированная радиально установленным штифтом 2. Ударами вверх, захватив защитную втулку 3, срезают штифт 2 и тем самым освобождают перепускные отверстия А клапана.

С целью отсоединения захватного устройства (рис. IV. 2, д) от канатного инструмента и извлечения его из скважины, ударами инструмента вниз перемещают корпус устройства 1 до соприкосновения сердечника 2 с головкой канатного инструмента 6. Происходит срез штифта 4, после чего сердечник 2 под действием пружины 3 движется вверх и раздвигает цанги 5, освобождая ловленный инструмент 6.

На рис. IV. 2, е представлена конструкция нижней части гидростатической желонки, в которой поршень 2 зафиксирован радиально расположенным штифтом 3. В скважине, достигнув грунта, ударами ясса вниз перемещают корпус желонки 1 относительно втулки 4, обеспечивая срез штифта 3 и эффект всасывания.

СТАНДАРТНЫЙ НАБОР КАНАТНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ

Стандартный набор инструментов (рис. IV. 3) необходим для выполнения всех видов канатных операций, включает канатные инструменты обычно с одинаковыми наружным диаметром, присоединительной резьбой и ловильной головкой для захвата за нее в случаях обрыва проволоки или отворота инструмента.

Отечественные инструменты из комплекса инструментов для газлифтных клапанов (КИГК) конструкции ОКБ Нефтемаш, входящие в стандартный набор, имеют максимальный наружный диаметр 38 мм (имеются также грузовые штанги с наружным диаметром 44 мм). Аналогичные инструменты зарубежных фирм "Камко", "Отис", "Бейкер" имеют максимальные наружные диаметры 25,4; 31,7; 38,1; 44,5; 47,6; 63,5 мм.

Присоединительная резьба ловильных головок как инструмент стандартного набора, так и других канатных инструментов комплекса КИГК и (КУСА) следующая: муфты — МШГ-16, а ниппели — ШГ16.

Замок (устройство) для соединения проволоки с инструментами, спускаемыми в скважину (рис. IV. 4), состоит из корпуса 1, внутри которого размещен ролик 4, соединенный с пропущенной через отверстие на верхнем конце корпуса проволокой. Между роликом и торцом внутренней расточки корпуса помещена пружина 2, предназначенная для смягчения ударов и предохранения проволоки от обрыва при резком натяжении ее (например, при ударах вверх механическим яссом). Опорой для нижнего конца пружины служит шайба 3. Нижний конец замка имеет присоединительную резьбу, верхний — ловильную шейку для аварийного извлечения.

При обычных режимах работы, когда натяжение не достигает максимальных значений нагрузок на проволоку, она обматывается вокруг шайбы 1 раз и 10 или 15 раз (витков) — вокруг себя.

При повышенных нагрузках проволока обматывается вокруг шайбы 2 раза и 10—15 раз вокруг себя. Этот способ крепления применим только для проволоки диаметром 1,8 и 2,0 мм. Диаметр проволоки более 2,0 мм не позволяет провести двойную обмотку шайбы в связи с возможными заклиниванием и разрывом проволоки.

Место соединения проволоки с инструментом — наиболее слабое. Процесс соединения проволоки с замком следующий.

Проволока протягивается в отверстие замка с конусной стороны, затем вставляются пружина и опора. Шайба зажимается в клещах и вокруг нее обматывается проволока. Перед намоткой концу проволоки придают форму ручки. Намотку ведут плотными рядами. При наматывании последней петли проволоку скручивают обратным поворотом, чтобы отломить ее у конца петли. Проволока центрируется относительно шайбы и проталкивается в замок. Замок должен свободно покачиваться на проволоке.

Описанную конструкцию имеют замки для соединения проволоки типа УЗП-2,5, разработанные ОКБ Нефтемаш, а также фирмами "Отис" и "Камко".

Рис. IV. 3. Стандартный набор канатных инструментов: 1 — замок для соединения проволоки; 2 — грузовая штанга; 3 — шарнирное соединение; 4 — гидравлический ясс; 5 — механический ясс

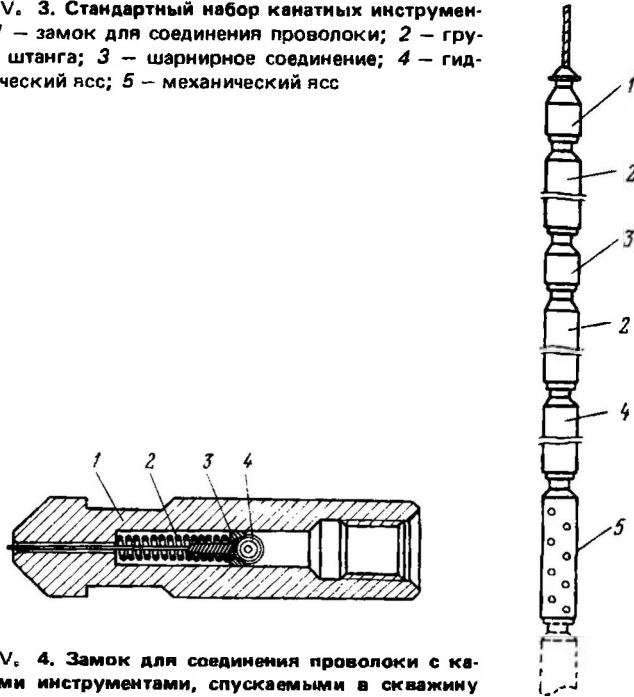


Рис. IV. 4. Замок для соединения проволоки с канатными инструментами, спускаемыми в скважину

Замок фирмы "Бейкер" служит для присоединения троса диаметром 4,76 мм к канатному инструменту. Он состоит из корпуса с ловильной шейкой, сердечника с отверстием для каната, бокового установочного винта, двух клиновых плашек и переводника.

Для того чтобы осуществить крепление к замку, необходимо трос продеть сверху через отверстие корпуса замка, затем через сердечник и закрепить его установочным винтом. После крепления двух клиновых плашек в пазах сердечника трос вместе с ним и плашками заводят во внутреннюю конусную полость замка. При натягивании каната плашки с усилием, прямо пропорциональным его натяжению, захватывают трос.

Конструкция клиновых плашек такого замка фирмы "Бейкер" позволяет при необходимости оборвать канат в замке, создавая нагрузку, приблизительно равную 80 % прочности каната на разрыв.

При проведении работ может произойти ослабление захвата замка, поэтому после каждого его применения необходимо отрезать использованные 2—3 м троса и вновь соединять трос, намотанный на барабан, с замком.

Грузовая штанга представляет собой стальной стержень с присоединительной резьбой на обоих концах и ловильной шейкой на верхнем конце стержня. Предназначена грузовая штанга для придания дополнительной массы набору инструментов, подвешенных на проволоке или тросе, с

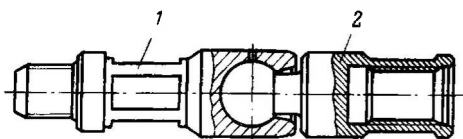


Рис. IV. 5. Шарнирное соединение:

1 — муфта; 2 — шаровая головка

целью преодоления сил трения и вязкости скважинной жидкости при спуске набора и выполнении ударов яссами. Увеличение массы за счет включения в набор необходимого числа грузовых штанг — важный критерий эффективной работы канатного инструмента. Так, при работе в скважинах с высоким устьевым давлением для предотвращения пропуска газа через сальник лубрикатора его уплотняют нажимным устройством, а это препятствует движению проволоки через отверстие в сальнике. Лишь увеличение массы набора инструментов позволяет спустить их в скважину.

В скважинах, заполненных высоковязкой жидкостью или глинистым раствором, спуск инструментов и особенно осуществление эффективных ударов яссами затруднено. Включение в стандартный набор нескольких грузовых штанг повышает как скорость спуска, так и эффективность ударов яссами.

Грузовые штанги подбирают в зависимости от внутреннего диаметра НКТ, в которых проводят канатные работы, а также от требуемой массы инструмента, подвешенного на проволоке.

Данные, приведенные в табл. IV. 5, позволяют подобрать необходимый диаметр как грузовых штанг, так и всего стандартного набора канатных инструментов.

Шарнирное соединение (рис. IV. 5) придает гибкость колонне инструментов, спускаемых в НКТ на проволоке или тросе. Устанавливают шарнирные соединения между длинномерными и канатными инструментами при работе в искривленной колонне НКТ или на конце колонны инструментов для создания углового смещения между стандартным набором инструментов и спускаемым технологическим оборудованием (например, при установке клапана в боковой карман скважинной камеры). Кроме того, шарнирные соединения используются при работе канатным инструментом в НКТ с относительно малым внутренним диаметром.

Шарнирное соединение (рис. IV. 5) состоит из шаровой головки, вставленной в муфту и закатанной в ней. Угол поворота шарнира составляет 0,26 рад.

В зависимости от степени искривленности колонны НКТ в набор канатных инструментов, спускаемых в скважину, включают несколько шарнирных соединений. Шарнирное соединение не должно применяться при расправлении деформированных участков НКТ и сужений в скважине, так как оно в этих случаях подвергается высоким нагрузкам и большому износу, что может повлечь вырыв шара из муфты. Шарнирное соединение по возможности не следует применять совместно с печатью для определения положения инструмента, оставшегося в скважине. В этом случае перекокс печати дает искаженный отпечаток.

Таблица IV. 5

Диаметр насосно-компрес- сорных труб, мм	Рекомендуемый диаметр грузовой штанги, мм				
	30	38	44	54	63,5
48	+	—	—	—	—
60	+	+	—	—	—
73	—	+	—	—	—
89	—	+	+	—	—
114 и более	—	—	—	+	+

Примечание. Рекомендуемый диаметр — "+", нерекондуемый — "—".

Яссы предназначены для создания ударных импульсов вверх или вниз в процессе проведения работ с канатным инструментом в скважине, при посадке и съеме оборудования, спускаемого на проволоке. Ясс — основной исполнительный механизм набора канатных инструментов, спускаемых в скважину.

Применяются механические и гидравлические яссы. С помощью механических яссов осуществляют удары как вверх, так и вниз, тогда как гидравлические яссы служат только для ударов вверх.

Эффективность ударов механическим яссом зависит от массы грузовой штанг в стандартном наборе, диаметра и искривленности колонны НКТ, вязкости и плотности жидкости в скважине.

Механические яссы по конструктивным признакам можно подразделить на трубчатые, рожковые и шарнирные.

Трубчатый механический ясс (рис. IV. 6) состоит из кожуха 5 с боковыми отверстиями, внутри которого расположен шток 3, его возвратно-поступательное движение ограничено упорами 4, 6. На верхний конец штока 3 накинута ловильная головка 1. Для предотвращения самоотворота головки от штока предусмотрен стальной штифт 2. Длина хода штока 500 мм.

Удары осуществляются за счет кинетической энергии перемещаемого проволокой штока 3 между упорами 4, 6 при движении его в направлениях вверх или вниз.

При ударе вниз необходимо поднять шток на величину хода и быстро опустить его, т. е. позволить штоку 3 свободно падать. Таким образом, создается ударная нагрузка на инструмент, который присоединен к нижнему упору 6. Это повторяется столько раз, сколько необходимо для проведения той или иной технологической операции.

При ударе вверх необходимо опустить шток до нижнего упора и быстро поднять до соприкосновения с верхним упором. Таким образом, на инструмент, присоединенный к яссу, создается ударная нагрузка, направленная вверх.

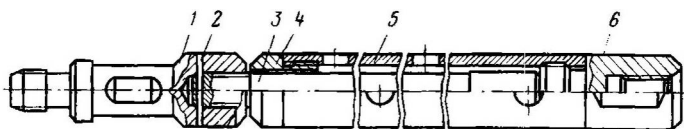


Рис. IV. 6. Механический ясс

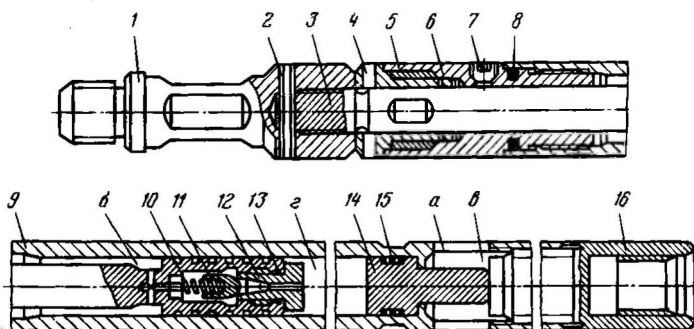


Рис. IV. 7. Гидравлический ясс

Боковые отверстия в кожухе ясса служат для перетекания скважинной жидкости при ударах вверх или вниз.

Рожковый механический ясс состоит из двух рожков, концы которых имеют перемычки для соединения наподобие звеньев цепи. Верхний рожок имеет ловильную головку, а нижний — прилив (упор), ограничивающий перемещение верхнего рожка при ударах вниз.

Перемещение верхнего рожка при ударах вверх ограничивается перемычками рожков.

Рожковый механический ясс более эффективен, чем трубчатый, при работах в скважинах, заполненных жидкостью с высокой вязкостью и плотностью (например, глинистым раствором).

Шарнирный ясс представляет собой шарнирное соединение, в котором шаровая головка имеет небольшую (до 100 мм) длину хода вверх вниз. Он применяется в сильно искривленных скважинах, но удары, осуществляемые с его помощью, не столь эффективны, как удары трубчатым или рожковым яссом.

Гидравлический ясс применяется обычно, когда удары вверх, производимые механическим яссом, недостаточны для осуществления какой-либо операции, например для среза стальных штифтов или при ловильных работах.

Гидравлический ясс (рис. IV. 7) состоит из корпуса 9, выполненного в виде цилиндра с разными внутренними диаметрами. Нижняя часть цилиндра имеет меньший диаметр, в ней помещены шток плунжера 3 с обратным клапаном 11. Шток плунжера проходит через верхний упор 5 и гайку 4. Соединение корпуса с верхним упором уплотнено резиновым

кольцом 6. Место выхода штока из верхнего упора герметизируется уплотнительным элементом 8. На шток навернута ловильная головка 1. Для предотвращения самоотвота резьбовое соединение их закреплено штифтом 2. Полость б над плунжером заполнена жидкостью (маслом) определенной вязкости. Нижний конец корпуса 9 заканчивается переводником 16, к которому присоединяется шток механического ясса. Между плунжером 3 и переводником 16 в цилиндре помещен плавающий поршень 14 с уплотнением 15. Полость в под плавающим поршнем через окна а сообщается с центральным каналом колонны НКТ.

Гидравлический ясс наиболее эффективно работает на глубине свыше 1000 м.

После захвата извлекаемого оборудования проволоку (или трос) натягивают с усилием 2800—3850 Н, жидкость из полости б через зазор между цилиндром и плунжером начинает протекать в полость г под плунжером. Плунжер медленно перемещается вверх и, когда он достигает участка цилиндра с большим внутренним диаметром, скорость его резко возрастает. Плунжер верхней торцевой поверхностью ударяет о верхний упор. Ударная нагрузка через корпус и переводник 16 передается на устройства, присоединенные к гидравлическому яссу.

По мере протекания жидкости объемы полостей над плунжером б и под плунжером г меняются. Плавающий поршень 14 служит для выравнивания их и для уравнивания внутреннего и наружного давлений.

Сила динамического удара гидравлического ясса увеличивается с возрастанием силы натяжения проволоки (троса) при канатных операциях.

Ниже приводится время срабатывания ясса в зависимости от его размеров при рекомендуемой силе натяжения проволоки, равной 3850 Н.

Наружный диаметр, мм	28	32	38	44	54
Время одного срабатывания ясса, с	30—60	45—90	60—120	90—150	120—180

Перезарядка гидравлического ясса для повторного срабатывания осуществляется под действием веса грузовых штанг при посадке инструмента. При этом плунжер 3 со штоком полностью загоняются в цилиндр. Жидкость в полость б над плунжером переходит из полости в через обратный клапан, состоящий из седла 12, уплотненного в плунжере при помощи кольца 13, клапана 11 и пружины 10.

Первоначальное заполнение жидкостью полости б происходит через пробку 7.

Устанавливается гидравлический ясс над механическим яссом. Попадание во внутреннюю полость ясса газа или утечка масла из нее резко снижает эффективность работы гидравлического ясса или приводит к его неработоспособности.

Штанговые переводники применяются для соединения в колонну канатных инструментов с различной резьбой. Необходимость использования штанговых переводников возникает в процессе применения канатных инструментов с различными резьбовыми соединениями скважинных при-

боров (манометров, термометров и т. п.). Переводники снабжены ловильной шейкой для залавливания их в аварийных ситуациях.

При проведении канатных работ необходимо иметь набор штанговых переводников с различными резьбовыми соединениями. Изготавливаются переводники из легированной стали.

ОБОРУДОВАНИЕ, СПУСКАЕМОЕ В СКВАЖИНУ НА ПРОВОЛОКЕ (ТРОСЕ) И ОСТАВЛЯЕМОЕ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПРЕДЕЛЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФУНКЦИЙ

Подавляющее большинство указанного оборудования устанавливается и фиксируется в колонне НКТ с помощью специальных замковых устройств (фиксаторов). Учитывая, что замковые устройства применяются почти со всеми видами вышеуказанного оборудования, рассмотрим вначале конструкцию и принцип действия замковых устройств, а затем уже остального оборудования.

Замковые устройства

Как уже отмечалось, замковые устройства (замки, фиксаторы) служат для фиксации и герметизации в колонне НКТ спускаемого на проволоке оборудования.

Существуют конструкции замковых устройств (рис. IV. 8, а), которые позволяют устанавливать и фиксировать их непосредственно на внутренней поверхности стенок НКТ. Это так называемые шлипсовые замки, которые выдерживают перепад давления до 12 МПа. Эти замки устанавливают с помощью спускного инструмента типа Д фирмы "Камко" путем резкого натяжения проволоки на глубине установки замка. Шлипсы расклиниваются и фиксируют замок на стенках НКТ. Извлекают шлипсовые замки с помощью цанговых подъемных инструментов.

Другая конструкция замковых устройств (рис. IV. 8, б) позволяет устанавливать и фиксировать их между стыками НКТ, в муфте соединении. Такие замковые устройства выдерживают перепад давления до 35 МПа [46].

Устанавливают такие замки с помощью специального спускного инструмента типа z-5 фирмы "Камко" путем манипуляций яссами ("встряхиванием" яссами) на глубине расположения той муфты, в которой должен быть установлен замок. При этом внутренняя цанга замка перемещается вверх, выталкивая кулачки в расточку муфты, и фиксирует в ней замок. Извлекаются эти замки с помощью цанговых подъемных инструментов.

Успешность установки и извлечения вышеуказанных замковых устройств зависит от состояния внутренней поверхности НКТ.

Наиболее широкое применение нашли замковые устройства, предназначенные для фиксации канатного оборудования в расточке посадочных nipples, устанавливаемых на колонне НКТ или встроенных в спускаемое на них подземное оборудование. Эти устройства выдерживают перепад давления до 70 МПа.

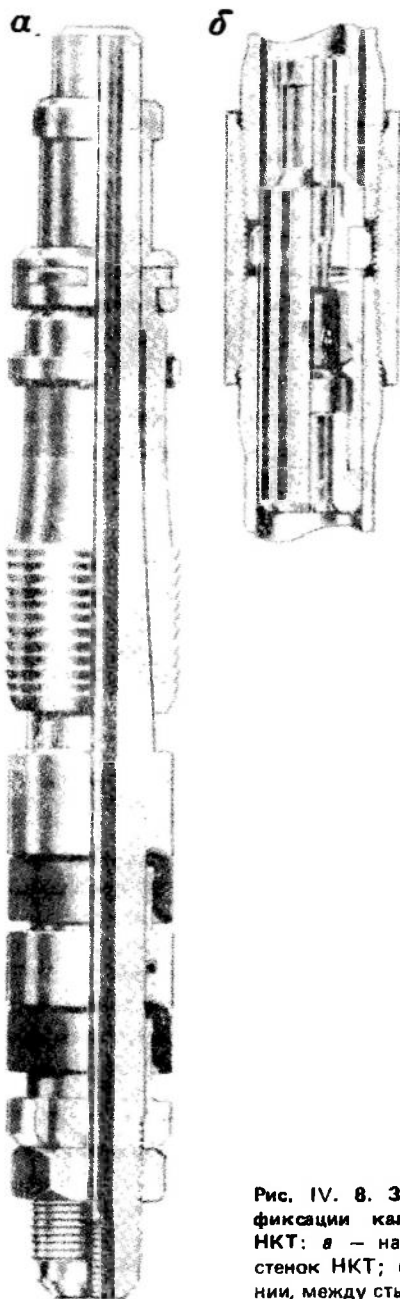


Рис. IV. 8. Замковые устройства для фиксации канатного оборудования в НКТ: а – на внутренней поверхности стенок НКТ; б – в муфтовом соединении, между стыками НКТ

Фиксаторы для установки газлифтных, циркуляционных и глухих клапанов также крепят в расточках карманов скважинных камер. Они выдерживают меньший перепад давления (до 35 МПа).

Рассмотрим наиболее характерные и широко применяемые конструкции замковых устройств, устанавливаемых в посадочных nipple'ях.

Так же как и посадочные nipple'и, в которых устанавливают подобные замки, их можно подразделить на непроходные и проходные.

Преимущество проходных замков в том, что их можно устанавливать в любом из нескольких одноразмерных проходных посадочных nipple'ей, расположенных на разных глубинах, т. е. можно осуществлять избирательную установку канатного оборудования в nipple'е. Это позволяет не уменьшать внутренний проходной диаметр НКТ, когда необходимо предусмотреть в компоновке подземного оборудования несколько посадочных nipple'ей.

Непроходной же замок не может быть установлен ниже посадочного nipple'я соответствующего типоразмера. Поэтому при установке на колонне НКТ нескольких непроходных посадочных nipple'ей (для посадки в них в процессе эксплуатации скважины различного канатного оборудования) внутренний проходной диаметр каждого последующего nipple'я будет меньше вышерасположенного, а следовательно, будет уменьшено и проходное сечение технологического оборудования, устанавливаемого в нижних nipple'ях.

Преимущество непроходных замков – простота их установки по сравнению с проходными замками. Такие замки обычно имеют непроходной бурт (кольцо), который при установке замка упирается в непронускающий заплечик непроходного посадочного nipple'я.

В зависимости от расположения непронускающего заплечика посадочного nipple'я непроходной бурт (кольцо) замка может располагаться в верхней или нижней его части.

Замки имеют внутреннюю или наружную ловильную головку для захвата их при спуске и извлечении. Замки с внутренней ловильной головкой обеспечивают большее проходное сечение, чем одноразмерные замки с наружной ловильной головкой. Кроме того, вероятность прихвата замков с внутренней ловильной головкой из-за осаждения на нем механических примесей и парафина меньше, чем для замков с наружной ловильной головкой.

В то же время практика эксплуатации замков с внутренней ловильной головкой показала, что возможны случаи разъедания газожижкостным потоком внутренних захватных поверхностей головки и, как следствие, невозможность подъема замка.

Канатное оборудование, предназначенное для установки в НКТ, присоединяется к замкам с помощью резьбы.

Обычно между замком и канатным оборудованием устанавливают уравнильный (перепускной) клапан, служащий для перепуска продукции скважины через замок при спуске и для выравнивания давления ниже и выше замка перед его извлечением.

Непроходной замок фирмы "Отис" (рис. IV. 9) состоит из корпуса 2,

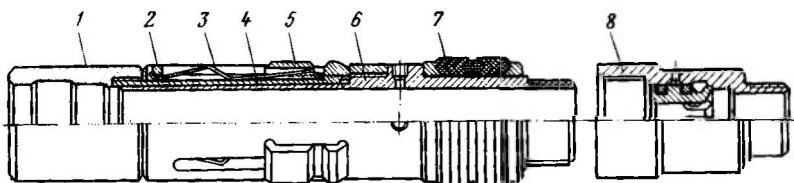


Рис. IV. 9. Непроходной замок фирмы "Отис"

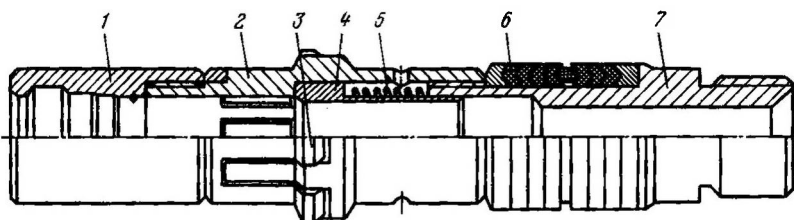


Рис. IV. 10. Непроходной замок фирмы "Бейкер"

штулки 6, расширительной штулки 4, кулачков 5, подпружиненных плоскими фигурными пружинами 3, и набора уплотнительных манжет 7.

На внутренней поверхности кулачков 5 и внешней поверхности расширительной штулки 4 имеется храповиковая кольцевая нарезка. Замок имеет внутреннюю ловильную головку 1.

На боковой поверхности штулки 6 имеются диаметрально расположенные отверстия для установки срезного штифта. К замку с помощью резьбового соединения крепится уравнильный клапан 8, имеющий непроходной буртик, а уже к нему подсоединяются спускаемые с замком устройства.

Уравнильный клапан 8 имеет боковые отверстия, а внутри его расположена перемещающаяся штулка. Спускают и устанавливают замок посредством спускного инструмента типа X с присоединенным к нему соответствующим уравнильным штоком. Спускной инструмент соединяется с замком срезным штифтом, пропущенным через отверстия поджимной штулки и сердечник инструмента. При этом шток удерживает штулку уравнильного клапана в нижнем положении, открывая боковые отверстия. В непроходном посадочном nipple (см. рис. III. 1, 2) непроходной буртик уравнильного клапана упирается в непропускающий заплечик nipple, и кулачки располагаются против проточки nipple. Ударами ясса вниз перемещают расширительную штулку замка вниз, штулка выталкивает кулачки в кольцевую проточку nipple, фиксируя замок. Храповиковая нарезка на расширительной штулке входит в зацепление с такой же нарезкой на кулачках, что предотвращает обратное перемещение расширительной штулки, а следовательно, и выход кулачков из проточки nipple. При освобождении и подъеме спускного инструмента уравнильный шток передвигает перемещающуюся штулку уравнильного переводника вверх, закрывая и герметизируя перепускные боковые отверстия.

Извлекают замок спуско-подъемным инструментом фирмы "Отис" с присоединенным к нему уравнильным штоком. При захвате ловильной головки замка инструментом шток открывает перепускные отверстия уравнильного клапана. После выравнивания давления ударами вверх выталкивают расширительную втулку из-под кулачков замка, которые, утапливаясь, освобождают замок.

Непроходные замки фирмы "Бейкер" (рис. IV. 10) состоят из корпуса 2, в прорези которого входят лепестки цанги 3, нажимной втулки 4, подпружиненной пружиной 5, набора уплотнительных манжет 6 и опорной втулки 7. Эти замки имеют внутреннюю ловильную головку 1 с двумя отверстиями под срезные штифты.

Представленный на рис. IV. 9 замок имеет в верхней части корпуса буртик и устанавливается в соответствующих непроходных посадочных nippleх с верхним непротускающим заплечиком (см. рис. III. 1, б).

Другие замки не имеют этого буртика. Такие замки устанавливают в непроходных посадочных nippleх с нижним непротускающим заплечиком (см. рис. III. 1, в). Непроходной буртик у этих замков расположен в нижней части.

Замки спускаются и извлекаются с помощью спуско-подъемного инструмента типа GS фирмы "Отис" совместно с уравнильным штоком. Шток удерживает подпружиненную втулку 4 в нижнем положении во время спуска, при этом лепестки цанги 3 устанавливаются в прорезях корпуса 2.

При нанесении ударов яссом вниз, после посадки замка на непротускающий заплечик посадочного nippleя, уравнильный шток через нажимную втулку 4 сжимает пружину 5, и лепестки цанги 3 входят в кольцевую проточку nippleя, запирая замок в nippleле. Последующие удары яссом вниз срезают штифт, соединяющий спускной инструмент с замком.

При захвате подъемным инструментом замка для его извлечения уравнильный шток отжимает втулку 4, освобождая лепестки цанги 3, которые утапливаются в прорезях корпуса 2 и освобождают замок.

Имеются также непроходные замки этой же фирмы с наружной ловильной головкой. Их спускают посредством спускного инструмента типа С-1 с соответствующим уравнильным штоком, а извлекают при помощи цангового подъемного инструмента PB фирмы "Отис" также с соответствующим штоком [40].

Непроходной замок типа С фирмы "Камко" [46] имеет непроходное кольцо, которое удерживается от перемещения тангенциально расположенными срезными штифтами.

В непроходном посадочном nippleле (см. рис. III. 1, а) непроходное кольцо упирается в непротускающий заплечик. Ударами вниз срезают штифты, соединяющие кольцо и подвижную втулку, удерживаемую клиньями. При этом подвижная втулка выталкивает кулачки замка в расточку посадочного nippleя. В конструкции замка предусмотрена храповиковая нарезка, предотвращающая возврат кулачков.

Спускают и устанавливают замок с помощью спускного инструмента типа Д фирмы "Камко". Извлекают замок посредством цангового

инструмента. Ударами вверх срезают храповиковую нарезку на латунном разрезном кольце, кулачки замка при этом освобождаются и при перемещении подвижной втулки вверх выпадают в проточку на втулке и утапливаются.

Проходной замок фирмы "Камко" конструктивно отличается от непроходного замка этой же фирмы в основном отсутствием непроходного кольца и клиньев, удерживающих подвижную втулку.

Этот замок устанавливают в проходных посадочных nippleх соответствующего размера, спускают его с помощью специальных спускных инструментов типа *ИС-1* или *И-1* и устанавливают путем соответствующих манипуляций яссами, а извлекают с помощью цанговых подъемных инструментов.

Проходной замок фирмы "Отис" отличается от непроходного замка лишь конфигурацией наружной поверхности кулачков. Если у непроходного замка (см. рис. IV. 9) все наружные кромки кулачков имеют фаски, чтобы обеспечить проходимость их через проходные посадочные nipple, то у проходного одна из кромок имеет прямой угол.

Фиксация замков в посадочном nipple наглядно показана на рис. III. 1.

Спускают и устанавливают проходной замок так же, как и непроходной, посредством спускного инструмента, присоединяемого к замку с помощью срезного штифта.

При достижении глубины расположения того проходного nipple, в котором необходимо установить замок, его спускают несколько ниже nipple, а затем поднимают вверх, проталкивая через nipple. При этом кулачки замка с помощью спускного инструмента устанавливаются в контрольное положение (пружины несколько выдвигают их наружу). Когда замок вновь доспускают, пружины выталкивают кулачки в кольцевую проточку nipple, где прямоугольная кромка кулачков упирается в прямоугольный выступ nipple. Ударами перемещают расширительную втулку вниз, выталкивая кулачки в проточку и фиксируя замок.

Извлекается замок с помощью спуско-подъемного инструмента фирмы "Отис" с присоединенным к нему соответствующим штоком для открытия уравнительного клапана.

Фиксатор кулачковый (рис. IV. 11) служит для фиксации съемных газлифтных, глухих, обратных клапанов в кармане скважинной камеры и состоит из ловильной головки 1, трубчатого штифта 2, корпуса 3 с посадочной головкой, штока 4, срезного штифта 5, уплотнительных колец 6, оси 7, кулачка 8, пружины 9, установочного винта 10.

Корпус 3 в нижней части имеет внутреннюю резьбу для присоединения фиксатора к спускаемому в скважину клапану (или пробке).

Фиксатор спускают и устанавливают в кармане скважинной камеры при помощи инструмента для спуска газлифтных клапанов, соединенного с посадочной головкой корпуса срезными штифтами.

При посадке выступ кулачка фиксатора задевает за край кармана скважинной камеры, кулачок, поворачиваясь против часовой стрелки, полностью входит в окно а, обеспечивая установку фиксатора в кармане.

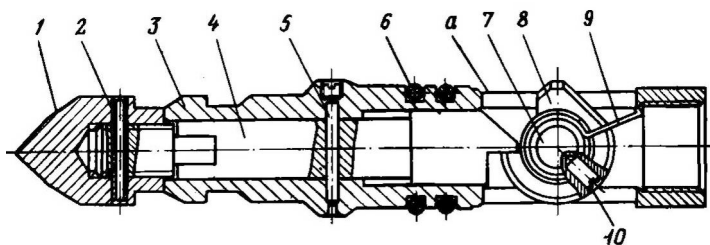


Рис. IV. 11. Фиксатор кулачковый

Когда окно фиксатора совпадает с расточной (канавкой) в кармане скважинной камеры, кулачок фиксатора под действием пружины возвращается в исходное положение. Выступ его заходит в кольцевую проточку кармана и фиксирует клапан или пробку.

Фиксатор вместе с клапаном или пробкой извлекают из кармана скважинной камеры при помощи цангового подъемного инструмента, захватывающего фиксатор за ловильную головку.

Ударами ясса вверх срезают штифт фиксатора, в результате чего шток поднимается, освобождая кулачок, который под действием пружины утапливается в окно фиксатора. После этого ударами ясса вверх фиксатор с клапаном извлекают из кармана скважинной камеры.

Фиксатор цанговый представляет собой разрезную цангу, надетую на корпус с подъемной головкой. Внутри корпуса расположен шток с ловильной головкой.

Фиксатор цанговый спускают и устанавливают также при помощи инструмента для спуска газлифтных клапанов. Спускной инструмент присоединяется срезными штифтами к ловильной головке фиксатора.

При посадке фиксатора в карман скважинной камеры цанга несколько приподнимается, и перья ее устанавливаются в канавке корпуса. Попадая в кольцевую проточку кармана, перья цанги расжимаются. Последующими ударами ясса вверх срезают срезные штифты спускового инструмента и перемещают вверх шток фиксатора вместе с корпусом. Буртик на корпусе заходит под перья цанги, фиксируя ее в расточке.

Извлекается этот фиксатор с помощью цангового подъемного инструмента после захвата им подъемной головки и среза срезного штифта.

Ряд клапанов и заглушек имеет цанговые или кулачковые фиксаторы, предусмотренные в их конструкциях. При этом цанговый фиксатор может располагаться в нижней части клапана [12, 46].

Глухие пробки

Глухие пробки служат для перекрытия и герметизации внутренней полости НКТ или же боковых отверстий скважинных камер.

Наиболее простой является глухая пробка, представляющая собой заглушку, навинченную на уравнительный клапан, присоединенный к замку для установки в посадочном nipple.

Рис. IV. 12. Глухая пробка фирмы "Байкер"

Глухая пробка (рис. IV. 12) состоит из ловильной головки 1, присоединенной на резьбе к полуму штоку 3, верхнего переводника 2 с прорезями, двух кулачков 5 установленных в прорезях на осях и подпружиненных пружинами 4, шайбы 6, разрезного кольца 7 (состоящего из двух сегментов), стопорного кольца 8, нижнего переводника 9 с набором уплотнений 11 и заглушки 13.

Шток 3 имеет в средней части запорную канавку, ниже которой расположено кольцо 10, соединенное со штоком срезными штифтами 12.

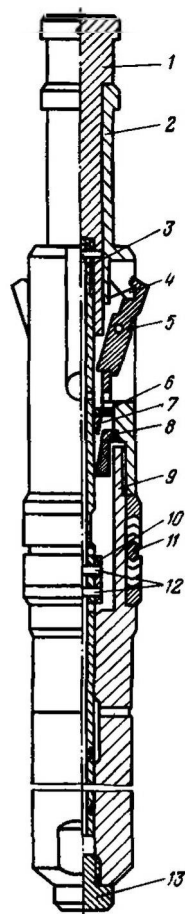
На нижнем переводнике 9 и штоке 3 имеются боковые перепускные отверстия. Нижний переводник имеет буртик для посадки на непротускающий заплечик непроходного посадочного ниппеля. Глухую пробку этой конструкции можно спускать в скважину с выдвинутыми или же втянутыми кулачками.

В первом случае два нижних срезных штифта, соединяющих спускной инструмент с глухой пробкой, устанавливают по касательной в канавках на боковой поверхности головки верхнего переводника, а во втором — также по касательной, но под буртиком головки. В любом из этих случаев обязательно устанавливают алюминиевый срезной штифт на верхней части ловильной головки.

При спуске глухой пробки с втянутыми кулачками, после посадки ее на непротускающий заплечик посадочного ниппеля, ударами вниз срезают два нижних срезных штифта на спускном инструменте.

Ударами вверх перемещают шток в верхнее положение, при этом разрезное кольцо 7 входит в запорную канавку на штоке 3, ограничивая его передвижение вниз. Перемещение штока вниз ограничивает стопорное кольцо 8. Последующие удары вверх срезают верхний срезной штифт, соединяющий спускной инструмент и ловильную головку 1, освобождая спускной инструмент.

При спуске глухой пробки с выдвинутыми кулачками, после посадки ее на непротускающий заплечик ниппеля, подпружиненные кулачки входят в расточку ниппеля. Ударами вверх срезают два нижних штифта на спускном инструменте, перемещая шток вверх, герметизируя пере-



пускные отверстия и фиксируя кулачки. Последующие удары вверх срезают верхний срезной штифт на спускном инструменте, освобождая его.

Для подъема глухой пробки необходимо прежде извлечь с помощью цангового подъемного инструмента шток, захватив его ловильную головку, и лишь после этого поднять пробку с помощью соответствующего подъемного инструмента, к которому присоединяется штырь для утапливания кулачков при захвате головки верхнего переводника пробки.

Глухие пробки, предназначенные для герметизации боковых отверстий скважинных камер различных типоразмеров, состоят из корпуса, верхних и нижних уплотнительных манжет, манжетодержателя и наконечника. При установке пробки в карман скважинной камеры уплотнительные манжеты герметизируют боковые отверстия камеры. Глухая пробка с наружным диаметром 38 мм фиксируется в скважинной камере с помощью кулачкового фиксатора, а диаметром 25 мм и 20 мм — с помощью цангового фиксатора, предусмотренного в конструкции глухой пробки.

Обратные клапаны

Обратные клапаны служат для временного перекрытия прохода НКТ или боковых отверстий скважинных камер с целью обеспечения циркуляции жидкости или газа в одном направлении (из труб в затрубье или наоборот).

Обратные клапаны применяются при проведении таких технологических операций, как посадка пакера, промывка надпакерной зоны, опрессовка НКТ и т. д., а также в установках периодического газлифта.

Обратный приемный клапан (рис. IV. 13) состоит из штока 1, рубашки 4, корпуса 9, набора уплотнительных манжет 8, седла 6 с уплотнительными кольцами 7, кожуха 3, шарика 5 и срезного штифта 2.

Приемный клапан устанавливают в непроходном посадочном nipple. При этом кольцевой выступ упирается в непрopusкающий заплечик nipple 10. Спускается клапан с помощью цангового инструмента для захвата и извлечения приемного клапана. Ударами вниз вбивают клапан в посадочный nipple и, срезав штифт на цанговом инструменте, освобождают его.

Для подъема применяют тот же инструмент. Захватив шейку кожуха, производят удары яссом вверх и срезают штифт 2, соединяющий кожух 3 со штоком 1, кожух движется вверх до упора в головку штока. При этом открывается уравнильное отверстие а, давление над и под клапаном выравнивается, после чего клапан легко извлекается. Такие обратные клапаны используются для работ в НКТ диаметром до 73 мм.

Обратные нагнетательные клапаны применяются в тех случаях, когда необходимо предотвратить поступление продукции из пласта в НКТ или из затрубья в трубы, но в то же время обеспечить возможность закачки в пласт или в затрубье, например, при спуске труб под давлением и т. д.

Обратный нагнетательный клапан состоит из корпуса, плунжера, подпружиненного пружиной, и уплотнительного кольца. К нагнетательному клапану присоединен на резьбе уравнильный клапан. Устанавли-

Рис. IV. 13. Обратный приемный клапан типа КПП конструкции ОКБ Нефтемаш

вают и фиксируют такой клапан с помощью соответствующих замковых устройств или в НКТ, или в посадочных nipples. Перед извлечением нагнетательного клапана необходимо с помощью уравнильного штока, присоединенного к подъемному инструменту, выравнять давление через отверстия уравнильного переводника и лишь после этого извлек клапан.

ЦИРКУЛЯЦИОННЫЕ ОБРАТНЫЕ КЛАПАНЫ для установки в карманах скважинных камер используют при проведении ремонтно-профилактических работ в скважине.

Они состоят из корпуса, верхних и нижних уплотнительных манжет. Внутри корпуса размещены седло и плавающий обратный клапан.

При установке циркуляционного клапана уплотнительные манжеты герметизируют (сверху и снизу) боковые отверстия скважинной камеры и отверстия на корпусе клапана.

Устанавливают эти клапаны в карманах скважинных камер с помощью присоединяемого на резьбе кулачкового фиксатора или же фиксатора, предусмотренного в их конструкции.

Газлифтные клапаны

Съемные газлифтные клапаны применяют для продавки скважин, при непрерывной и периодической эксплуатации газлифтных скважин, для удаления из газовых скважин воды и конденсата.

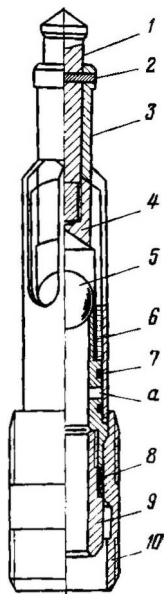
Применение газлифтных клапанов при ОРЭ упрощает и уменьшает металлоемкость подземного оборудования, повышает надежность и коэффициент эксплуатации скважин.

В зависимости от расположения в НКТ съемные газлифтные клапаны можно разделить на устанавливаемые концентрично и эксцентрично.

В первом случае клапан устанавливают обычно в специальном посадочном nipple, накрутом на циркуляционный клапан типа скользящей гильзы, а во втором — в боковом кармане скважинной камеры (см. рис. III. 2)

Концентрично располагаемые съемные газлифтные клапаны применяют, когда в скважину по каким-либо причинам нельзя спускать эксцентричные скважинные камеры (из-за уменьшенного диаметра эксплуатационной колонны, сильного искривления ствола скважины, необходимости вращения колонны труб перед извлечением пакера и т. д.).

Фиксация концентрично расположенных клапанов в посадочных nipples осуществляется с помощью проходных замков.



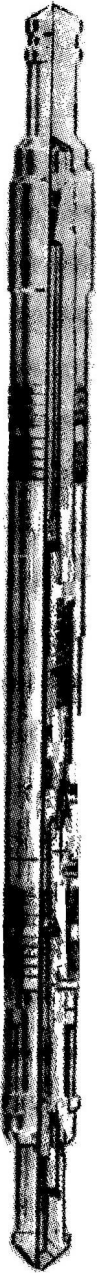


Рис. IV. 14. Сильфонный газлифтный клапан типа Г-25, устанавливаемый в кармане скважинной камеры

Перед спуском и установкой концентрично располагаемого газлифтного клапана необходимо инструментом, спускаемым на проволоке, переместить подвижную втулку скользящей гильзы в положение "открыто" для сообщения трубного пространства с затрубным на глубине установки клапана.

При концентричном расположении съемных газлифтных клапанов ограничивается проходное сечение НКТ. Для проведения глубинных замеров или для замены одного из нижних клапанов необходимо извлечь все вышерасположенные, а затем вновь спускать их. Поэтому более широкое применение находят съемные газлифтные клапаны, устанавливаемые эксцентрично в скважинных камерах. Такое расположение клапанов не уменьшает проходное сечение труб и позволяет спускать скважинные приборы и другие устройства, заменять любой клапан без извлечения остальных.

Клапаны, устанавливаемые в скважинных камерах фиксируются с помощью кулачковых или цапговых фиксаторов, присоединенных к ним на резьбе или имеющих в конструкции.

Для направления и ввода клапана в эксцентрично расположенный карман скважинной камеры над спускным или подъемным инструментом устанавливают специальный отклонитель, который при входе в соответствующую скважинную камеру направляет спускаемый инструмент к карману.

Имеется очень много конструкций съемных газлифтных клапанов. Наибольшее распространение в последние годы получили сильфонные газлифтные клапаны, в которых основным элементом — сильфон, заполненный сжатым азотом).

Съемные сильфонные газлифтные клапаны, устанавливаемые в скважинных камерах можно подразделить на два основных типа срабатывающие от давления сжатого газа за и от давления столба жидкости над клапаном (так называемые гидравлические управляемые клапаны).

На рис. IV. 14 представлена конструкция сильфонного газлифтного клапана типа Г-25, срабатывающего от давления сжатого газа.

Существуют также конструкции газлифтных клапанов, спускаемых на колонне НКТ, управление которыми осуществляется с помощью инструмента, спускаемого на проволоке. В этих клапанах отверстия для пропуска газа закрыты внутренней подвижной втулкой. Лишь после перемещения этой втулки инструментом, спущенным на проволоке, клапан открывается под давлением сжатого газа.

Конструкция и принцип действия различных типов газлифтных клапанов достаточно полно описаны в работах [7, 20, 24, 29, 32].

Клапаны для подачи ингибиторов

Ингибиторный клапан, устанавливаемый в кармане скважинной камеры, по конструкции и принципу действия мало чем отличается от газлифтного. Он имеет подпружиненный пружиной шток, который прижат к седлу. С помощью гайки изменяют степень сжатия пружины, а следовательно, и давление открытия клапана при вводе ингибитора. Нередко в качестве ингибиторного клапана используют съемный газлифтный клапан.

Существуют также ингибиторные клапаны, конструктивно объединенные с циркуляционным механическим клапаном типа скользящей гильзы. Здесь для ввода ингибитора необходимо сначала открыть циркуляционный клапан инструментом, спускаемым на проволоке, а затем уже закачивать ингибитор через ингибиторный клапан.

Глубинные регуляторы потока и штуцерные разделители

Глубинные регуляторы потока служат для регулирования отбора продукции или объемов закачки в скважинах. Преимущество забойного регулирования широко известно [20, 32, 35].

Глубинные регуляторы потока в значительной мере используются при одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной или при одновременной раздельной закачке воды, когда требуется обеспечить строго определенный отбор или закачку для каждого пласта. Применяются глубинные регуляторы и в установках внутрискважинного газлифта.

В качестве простейших регуляторов потока можно использовать забойные штуцеры, устанавливаемые с помощью замков в НКТ или в посадочных nipple'ах, а также циркуляционные обратные клапаны с встроенными в них сменными штуцерами, которые крепят в карманах скважинных камер против пласта.

Более сложные конструкции регуляторов закачки имеют сменную измерительную диафрагму и нагруженный пружиной механизм, автоматически поддерживающий подачу при закачке путем изменения площади потока. В зависимости от размера диафрагмы подача может изменяться от 10 до 300 м³/сут [43].

В последние годы все более широкое применение находят штуцерные разделители, позволяющие вести одновременную раздельную эксплуатацию двух пластов с помощью одной колонны НКТ. Эти штуцеры совмещают простоту, дешевизну конструкции и оперативную гибкость. Основное преимущество заключается в том, что их применение позволяет продлить период естественного фонтанирования нефти из пластов с более низким пластовым давлением. Жидкость, поступающая из этого пласта,

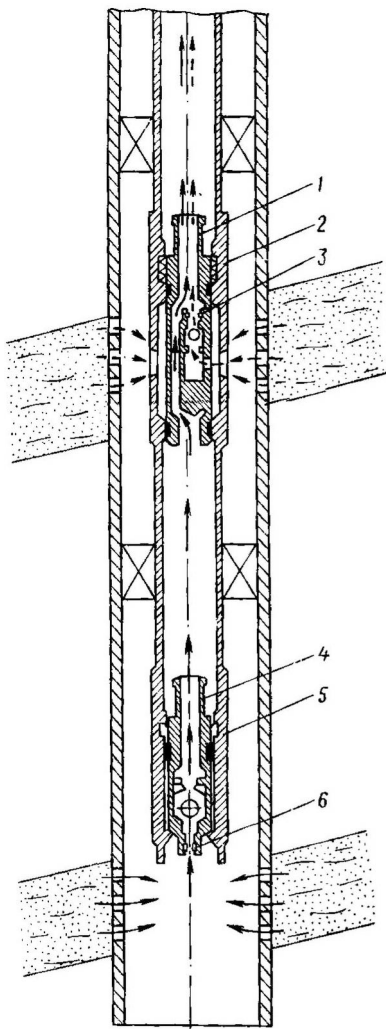


Рис. IV. 15. Оборудование скважины при ОРЭ двух пластов со съёмным штуцерным разделителем

смешивается в колонне труб с жидкостью пласта с более высоким давлением и поднимается на поверхность частично за счет полученной энергии.

На рис. IV. 15 показано оборудование скважины при ОРЭ двух пластов со съёмным глубинным штуцерным разделителем. Штуцерный разделитель 1 установлен в посадочном nipple 2 с боковыми отверстиями с помощью замка. В штуцерном разделителе предусмотрены обратный клапан и штуцер 3 для верхнего пласта. Для забойного регулирования нижнего пласта в непроходном посадочном nipple 5 устанавливают спускаемый на проволоке обратный клапан 4 со встречным штуцером 6.

Штуцерный разделитель можно устанавливать в посадочном nipple, встроенном в механический циркуляционный клапан типа вкользящей гильзы. В этом случае перед спуском и установкой штуцерного разделителя необходимо с помощью инструмента, спускаемого на проволоке, открыть циркуляционный клапан. При необходимости отключения верхнего пласта циркуляционный механический клапан закрывают после извлечения штуцерного разделителя.

ИЗОЛИРУЮЩИЕ ВТУЛКИ

Изолирующие втулки или, как их еще называют, прямооточные штуцеры служат для ликвидации сообщений между трубным и затрубным пространствами, возникших из-за повреждения в процессе эксплуатации НКТ, механических циркуляционных клапанов, защитных патрубков, устанавливаемых против перфорационных отверстий скважины, а также для изоляции отверстия посадочного nipple клапана-отсекателя до установки отсекаателя.

На внешней поверхности этих втулок в верхней и нижней частях имеются наборы уплотнительных манжет, герметизирующих отверстия.

Изолирующую втулку устанавливают с помощью замков, фиксируемых на внутренней поверхности НКТ, или же с помощью замков, фиксируемых в посадочном nipple циркуляционного клапана, или же в посадочном nipple, установленном над защитным патрубком.

В первом случае верхние и нижние манжеты втулки уплотняются на внутренней поверхности НКТ над и под поврежденным участком трубы. Во втором случае верхние манжеты уплотняются на полированной поверхности в посадочном nipple циркуляционного клапана, а нижние — на внутренней поверхности нижнего переводника клапана. В третьем же случае верхние манжеты втулки уплотняются на полированной поверхности посадочного nipple, а нижние — в полированном nipple. В качестве верхних уплотнительных манжет изолирующей втулки могут служить уплотнительные манжеты замка, которым она фиксируется. Изолирующие втулки можно использовать для изоляции боковых отверстий в посадочных nipple с боковыми отверстиями.

Предохранительные клапаны-отсекатели, спускаемые на проволоке (тросе)

Существующие конструкции внутрискважинных предохранительных клапанов-отсекателей можно подразделить на две основные группы.

1. Предохранительные клапаны-отсекатели, срабатывающие от перепада давления, возникающего в клапане при увеличении скорости движения потока продукции скважины, который проходит через клапан в случае резкого снижения давления на устье. Это клапаны с автономным управлением или же, как их еще называют, дифференциальные предохранительные клапаны-отсекатели, регулируемые потоком продукции.

2. Предохранительные клапаны-отсекатели с дистанционным управлением. Эти отсекатели не реагируют на изменение дебита. Управление клапанами осуществляется обычно гидравлически с поверхности, в любой момент по команде с пульта управления их можно закрыть.

Конструктивно предохранительные клапаны-отсекатели с автономным управлением [6] представляют собой корпус, внутри которого смонтированы подвижная подпружиненная втулка со сменным штуцером, седло и подпружиненная заслонка.

После настройки на определенный критический расход путем подбора соответствующих пружины и диаметра штуцера клапан-отсекатель на проволоке спускают и устанавливают в скважине.

Продукция скважины проходит через штуцер, центральный канал отсекателя и далее по НКТ поступает на поверхность.

При превышении установленного для данной скважины дебита жидкости и газа, проходящих через отсекатель, сила, возникающая на штуцере от перепада давления, преодолевая усилие пружины, перемещает его вместе с втулкой вверх, освобождая подпружиненную заслонку.

Заслонка, поворачиваясь на оси, прижимается к седлу, перекрывая центральный канал отсекаателя, и клапан закрывается.

Отсекатель открывается при выравнивании давления над и под заслонкой. Давление выравнивается после открытия уравнительного клапана, установленного между замком и клапаном-отсекателем, инструментом, спускаемым на проволоке, или же в результате создания избыточного давления в колонне НКТ.

Существуют клапаны-отсекатели, отличающиеся от рассмотренного выше в основном конструкцией запорного устройства. Вместо заслонки в них предусмотрен шаровой клапан.

Клапан-отсекатель другой конструкции [32] имеет кроме пружины еще и камеру, которая перед спуском его в скважину заполняется газом (азотом) до расчетного давления. Если давление в скважине упадет ниже суммарного давления в камере и давления, создаваемого пружиной, подвижная втулка переместится вверх, в результате чего повернется шаровой клапан и перекроет отверстие отсекаателя.

Преимущество шаровых клапанов состоит в том, что седло клапана не подвергается эрозии, поскольку в открытом состоянии оно перекрыто шаром.

Клапаны-отсекатели с автономным управлением можно устанавливать на любой глубине в НКТ с помощью шлицевых замков, замков, фиксируемых в муфтовом соединении труб или в посадочных nippleх.

Перепад давления, выдерживаемый клапаном-отсекателем, определяется в основном перепадом давления, на которое рассчитано замковое устройство.

Имеются клапаны-отсекатели, которые при установке их в посадочных nippleх можно применять до перепада давления, равного 70 МПа.

Эти клапаны-отсекатели предназначены для установки в НКТ диаметром от 48 до 273 мм.

Дистанционно управляемые с поверхности скважинные клапаны-отсекатели имеют более сложную конструкцию. Наиболее широкое распространение получил гидравлически управляемый клапан-отсекатель.

Гидравлически управляемый клапан-отсекатель (рис. IV. 16) устанавливают в специальном посадочном nipple 2, спускаемом на НКТ, и фиксируют замком 1. Присоединяемая к nipple управляющая трубка 3 для создания гидравлического давления в отсекателе спускается вместе с НКТ и крепится к ним хомутами.

Отсекатель представляет собой корпус 4, в котором смонтированы верхняя подвижная втулка 5 с хвостовиком 10, уравнительный и основной запорный шаровой клапанный узел, нижняя подвижная втулка 13. Между верхней втулкой 5 и корпусом 4 размещена пружина 6, упирающаяся верхним торцом в бурт втулки, а нижним – в опорное кольцо 7. Между нижней втулкой 13 и корпусом 4 также размещена пружина 14, опирающаяся одним концом на бурт втулки 13, а другим – на выступ в нижней части корпуса.

Уравнительный клапанный узел образуется кольцевым пазом на выступе верхней подвижной втулки 5, где помещено уплотнение 9, и

Рис. IV. 16. Дистанционно управляемый предохранительный клапан-отсекатель, спускаемый на проволоке

неподвижной втулкой 8, нижний торец которой входит в этот паз.

Основной запорный шаровой клапанный узел состоит из седла 11 и шара 12 со сквозным отверстием и двумя выступами на срезанных по сегменту его поверхностях.

Пружины 6 и 14, стремясь разжаться, удерживают обе подвижные втулки 5 и 13 в верхнем положении. При этом клапан-отсекатель закрыт.

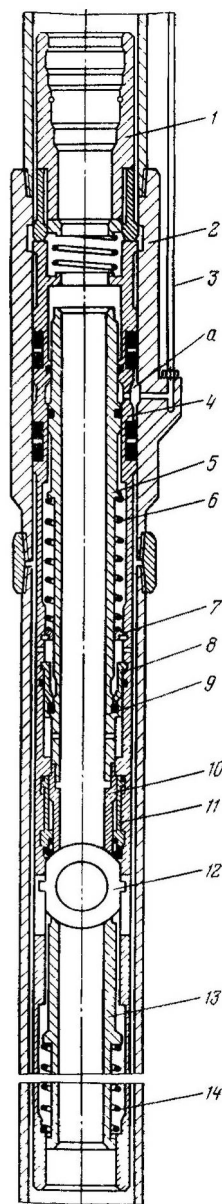
Под воздействием определенного гидравлического давления, создаваемого с помощью пульта управления в управляющей трубке 3, а следовательно, и в герметизированной манжетами и уплотнительными кольцами полости *a*, верхняя подвижная втулка 5 перемещается вниз до упора в торец хвостовика 10. При этом открывается уравнительный клапан и давление в трубах над и под шаровым клапаном через боковые отверстия корпуса и верхней втулки выравнивается. Втулка с хвостовиком 10 перемещается вниз, что приводит к поворачиванию шара 12 в такое положение, при котором его сквозное отверстие совпадает с центральным каналом отсекателя. Нижняя втулка 13 также перемещается вниз, сжимая пружину 14.

При снижении давления в управляющей трубке (в случае аварии с наземным оборудованием или по команде с пульта управления) усилия пружин 6 и 14 перемещают втулки 5 и 13 в крайнее верхнее положение, а шар при этом занимает положение "закрыто".

Установка двух пружин объясняется чисто технологическими трудностями в изготовлении одной пружины значительной длины и высокой жесткости.

Глубина установки гидравлически управляемого клапана-отсекателя такого типа (обычно она составляет 150–200 м) ограничена гидростатическим давлением столба жидкости в управляющей трубке. При превышении определенной глубины установки это давление будет превышать давление, создаваемое пружинами, и отсекающий клапан будет постоянно открыт.

В скважинах, расположенных на суше, дистанционно управляемый клапан-отсекатель устанавливают на глубине 20–30 м, в условиях вечной мерзлоты — ниже подошвы толщи мерзлых пород, а в морских скважинах — на 20–30 м ниже дна моря.



Существуют конструкции гидравлически управляемых предохранительных клапанов-отсекателей, в которых предусматриваются две управляющие трубки. Вторая трубка уравнивает гидростатическое давление, создаваемое столбом жидкости в первой трубке. Такие отсекатели можно устанавливать на любой глубине.

Однако на практике глубину установки клапана-отсекателя ограничивают из-за увеличения затрат времени на спуск труб с управляющими трубками, смену отсекателя, на замену жидкости в управляющих трубках (они имеют внутренний проходной диаметр 3–4 мм).

Применение клапанов-отсекателей с автономным управлением показало, что они имеют ряд недостатков при эксплуатации и поэтому, начиная с конца 60-х годов, в мировой практике нефтегазодобычи наблюдается тенденция к снижению использования их и все более широкому использованию дистанционно управляемых клапанов-отсекателей.

К основным недостаткам клапанов-отсекателей с автономным управлением относятся следующие.

1. Так как клапан-отсекатель отрегулирован на закрытие при превышении максимального заданного дебита скважины, падение пластового давления после установки отсекателя может привести к тому, что дебит скважины при нарушении целостности устьевого оборудования не достигает значения, при котором клапан закрывается.

Кроме того, частичное перекрытие фильтра песком, солью, а также парафино- и солелотложения в НКТ над клапаном могут настолько ограничить прохождение жидкости через клапан, что перепад давления не достигнет величины, необходимой для закрытия скважины.

2. Расчет установки клапана-отсекателя можно провести на основе неполных или недостаточно точных данных по скважине, в результате чего калибровка отсекателя будет неправильной и дебит скважины никогда не достигнет заданной величины.

3. Клапан-отсекатель может не закрыться в случае незначительного повреждения устьевого оборудования, когда дебит скважины не превышает предела, при котором клапан-отсекатель должен закрыться.

4. Клапан-отсекатель закрываться не сможет при увеличении давления в выкидной линии выше установленного предела, а также при пожаре на устье скважины.

Предохранительные клапаны-отсекатели с дистанционным управлением лишены этих недостатков. С их помощью скважина может быть перекрыта в любой момент по команде с пульта управления.

В настоящее время имеются гидравлически управляемые с поверхности предохранительные клапаны-отсекатели, рассчитанные на рабочее давление до 70 МПа для НКТ с номинальным диаметром до 114 мм.

Наличие дополнительного наземного оборудования и необходимость спуска в скважину вместе НКТ управляющей трубки для передачи давления клапану-отсекателю несколько удорожают и усложняют оборудование скважин отсекателями подобного типа, однако их преимущества значительны. Благодаря тому что в открытом положении эти клапаны удерживаются гидравлическим давлением, их можно приводить в действие автома-

тически, что невозможно для клапанов с автономным регулированием. Это позволило вместе с соответствующим наземным оборудованием создать аварийные системы, удовлетворяющие современным требованиям безопасности эксплуатации скважин.

ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ СПУСКА И ПОДЪЕМА КАНАТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Инструменты для спуска позволяют спускать, устанавливать и отсоединять инструмент от канатного оборудования, оставляемого в скважине, для выполнения технологических функций.

Инструменты для подъема обеспечивают захват зафиксированного с помощью замковых устройств канатного оборудования и его извлечение.

Спускной и подъемный инструменты подбирают в зависимости от конструкции замка.

Рассматриваемые ниже конструкции некоторых из этих инструментов позволяют представить принцип их работы.

Инструмент для спуска газлифтных клапанов (ИСК) конструкции ОКБ Нефтемаш (рис. IV. 17) представляет собой цилиндрический корпус 1 с ловильной головкой и резьбой для присоединения к стандартному набору инструментов.

В корпусе 1 имеются отверстия под срезные штифты 2, служащие для удержания посадочной головки фиксатора в инструменте. Этот инструмент применяют для спуска и установки клапанов, имеющих кулачковый фиксатор.

Подобную же конструкцию, отличающуюся габаритными размерами и наличием внутренней резьбы для ввинчивания соответствующего уравнительного штока, имеет спускной инструмент типа С-1 для непроходных замков фирмы "Бейкер" с наружной ловильной головкой.

Эти спускные инструменты освобождаются ударами яссом вверх после среза штифтов 2.

Конструкция инструмента для спуска и установки клапанов с наружным диаметром до 25 мм, имеющих цанговый фиксатор в их нижней части и устанавливаемых в боковых карманах скважинных камер, отличается наличием в корпусе стабилизатора с повернутым в него винтом. Стабилизатор зафиксирован в корпусе тангенциально расположенным стальным трубчатым штифтом. Ловильная головка клапана удерживается в корпусе срезными штифтами, устанавливаемыми в отверстия на корпусе.

Для центровки клапана с инструментом зазор между ловильной головкой клапана и корпусом регулируют винтом, что повышает надежность попадания инструмента с клапаном в карман скважинной камеры.

Спускной инструмент от клапана отсоединяют ударами яссом вниз после посадки клапана и среза срезных штифтов.

Спускной инструмент типа Х фирмы "Отис" (рис. IV. 18) предназначен для спуска и установки непроходного и проходного замков этой же фирмы. Инструмент позволяет осуществить избирательную установку

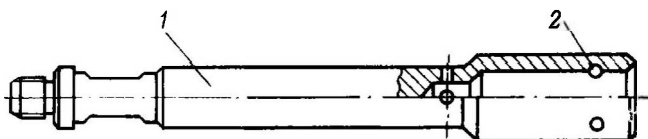


Рис. IV. 17. Спускной инструмент типа ИСК-35 конструкции ОКБ Нефтемаш

проходного замка в любом из нескольких проходных посадочных ниппелей, спущенных на колонне НКТ. Он применяется вместе со сменным уравнительным штоком.

В зависимости от спускаемого в скважину устройства используется тот или иной уравнительный шток. Например, при спуске клапана-отсекателя требуется шток для удержания клапана в открытом положении, а при спуске глухой пробки — шток для удержания в открытом положении уравнительного клапана, установленного между пробкой и замком.

Предварительно до спуска инструмента в скважину к нему присоединяют на резьбе соответствующий уравнительный шток, после чего, захватив инструмент за корпус 6 (или зажав корпус в тисках), вытягивают ловильную головку 1. При этом сердечник 7 (со штоком), связанный с ловильной головкой пальцем 3, и втулка 2 перемещаются вверх, сжимают пружину 5 шпонок 10. Последние располагаются против кольцевой расточки во втулке 2 и выпадают в нее, освобождая сердечник 7. Между ловильной головкой 1 и верхним торцом корпуса 6 образуется зазор, который должен остаться и после снятия прилагаемого к вытягиваемой лезвильной головке усилия, так как в этом положении собачки 9, подпружиненные пружиной 8, попадают в кольцевую канавку на втулке 2 и стопорят ее. Проталкивают сердечник 7 вверх для того, чтобы проточка на сердечнике оказалась против захватных кулачков 11 и они получили возможность сжиматься при вводе инструмента в ловильную головку замка.

Вставляют спускной инструмент в ловильную головку замка (см. рис. IV. 9) и устанавливают срезной штифт, соединяющий нижнюю часть сердечника и корпус замка. Перемещают корпус замка относительно его втулки вниз. Соединенный с ним срезным штифтом сердечник 7 также перемещается вниз относительно захватных кулачков 11, выталкивает их и запирает в расточке ловильной головки замка. Затем вставляют срезной штифт 4. Таким образом, подготовка спускного инструмента для спуска непроходного замка закончена.

Для спуска проходного замка необходимо, оттягивая ловильную головку 1 инструмента, нажать на собачки 9, которые при этом выходят из кольцевой канавки втулки 2, позволяя пружине разжиматься и переместить корпус 6 вплотную к ловильной головке 1. Корпус 6, перемещаясь вверх, устанавливает собачки 9 на кольцевой выступ втулки 2, в результате чего они выдвигаются наружу.

Присоединив к инструменту стандартный набор, а к проходному замку — спускаемое для установки устройства, спускают сборку на проволоке в скважину.

При достижении глубины установки проходного посадочного ниппеля, в котором необходимо закрепить спускаемое устройство, ударами вниз проталкивают его через ниппель. Затем приподнимают инструмент. Собачки 9 зацепляются за кромки посадочной канавки ниппеля, и проволока натягивается. В результате натяжения проволоки преодолевается усилие пружины 8, и сердечник 7, соединенный с корпусом замка срезным штифтом, перемещается вверх. При этом собачки 9 попадают в кольцевую проточку на втулке 2, сжимаются и выходят из ниппеля, а подпружиненные кулачки замка немного выдвигаются наружу (на величину хода, соответствующую образовавшемуся зазору между ловильной головкой и торцом корпуса инструмента). Попадая в расточку посадочного ниппеля, кулачки замка стопорят его движение вверх. Одновременно шпонки 10 входят в канавку на корпусе 6, освобождая сердечник 7. Ударами ясса вниз срезают срезной штифт 4 и вбивают расширительную втулку замка под кулачки замка, запирая их в расточке посадочного ниппеля. В то же время втулка 2 вместе с корпусом 6 перемещаются вниз относительно сердечника 7, передвигая захватные кулачки 11 к проточке на сердечник, освобождая их от зацепления с ловильной головкой замка. Ударами вверх срезают срезной штифт, соединяющий замок и сердечник 7, и, отсоединив таким образом спускной инструмент от замка, поднимают его (вместе со штоком) на поверхность.

Установка непроходного замка проще. В этом случае спускной инструмент спускают при наличии зазора между ловильной головкой 7 и торцом корпуса 6, когда собачки 9 втянуты.

При посадке непроходного замка (см. рис. IV. 9) на непронускающий запелчик ниппеля ударами вниз срезают срезной штифт 4, вбивают расширительную втулку замка под его кулачки и выталкивают их в расточку ниппеля, запирая замок в ниппеле. Ударами вверх срезают срезной штифт, соединяющий инструмент с замком, отсоединяя спускной инструмент от замка.

Спуско-подъемный инструмент типа GS фирмы "Отис" служит для спуска, установки и подъема замков с внутренней ловильной головкой фирмы "Бейкер" (см. рис. IV. 10) и только в качестве подъемного инструмента для замков фирмы "Отис" (см. рис. IV. 9).

Этот инструмент обычно используется с соответствующим штоком, присоединенным к нему на резьбе. В зависимости от конфигурации и размеров шток может предназначаться для открытия уравнительного клапана, расположенного непосредственно под замком, или же для утапливания лепесков цанги замка при прохождении через сужение в посадочном ниппеле, или для удержания в открытом состоянии спускаемого клапана.

При использовании этого инструмента (рис. IV. 19) для спуска и установки замков фирмы "Бейкер" к нему присоединяют уравнительный шток 11, а затем вставляют и проталкивают в замок, предварительно сжав пружину 7 с помощью шлицов 9. Захваты 10 инструмента, подпружиненные пружиной 7, опирающейся на шлицы 9 и опорную втулку 8, входят в сужение верхней части ловильной головки замка, перемещаются вверх и устанавливаются в проточке сердечника 2. Это позволяет захва-

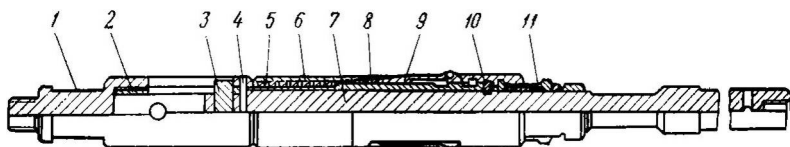


Рис. IV. 18. Спускающий инструмент типа X фирмы "Отис"

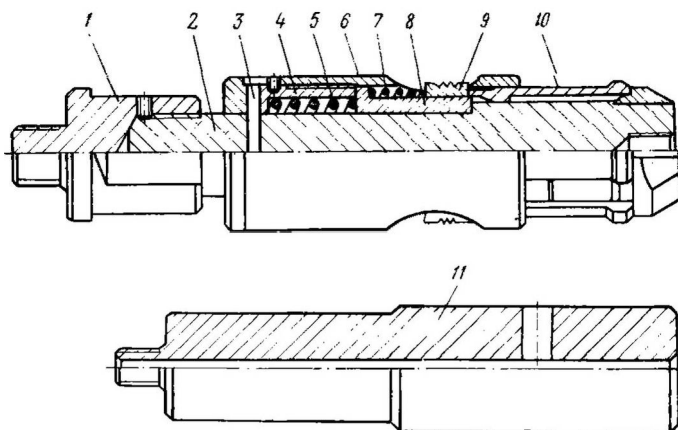


Рис. IV. 19. Спуско-подъемный инструмент фирмы "Отис"

там проскальзывать через сужение в расточку внутренней ловильной головки замка, где они под действием пружины 7 раздуются и запирают инструмент в ловильной головке. Одновременно шток 11, упираясь в торец подпружиненной втулки замка (см. рис. IV. 10), отжимает ее вниз, позволяя лепесткам цапги замка утапливаться. Вставив в боковые отверстия ловильной головки замка два срезных штифта, присоединяют с помощью ловильной головки 1 инструмент с замком и спускаемым устройством к стандартному набору и спускают сборку в скважину.

После посадки замка на непроходной заплечик посадочного ниппеля (лепестки цапги замка, сжимаясь, проходят через него) ударами яссом вниз необходимо срезать срезной штифт 3 инструмента. При этом пружина 5 переместит верхний переводник 4, кожух 6 и захваты 10 вверх относительно сердечника 2.

Захваты попадают в проточку на сердечнике и утапливаются при извлечении инструмента из ловильной головки замка. В то же время шток освобождает втулку замка, и лепестки цапги запираются в расточке ниппеля.

Если срезной штифт 3 срезан, то при натяжении проволоки канатный инструмент не должен двигаться вверх, так как срезные штифты, установленные на замке, зацепляются за бурт уравнивающего штока 11.

Ударами вверх срезают эти штифты и извлекают инструмент на поверхность.

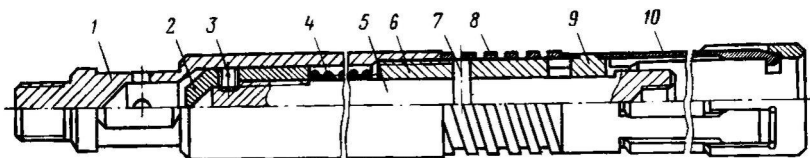


Рис. IV. 20. Подъемный цанговый инструмент типа ИЦ конструкции ОКБ Нефтемаш

Если же срезной штифт 3 не срезан, то при натяжении проволоки спусковой инструмент вместе с замком будут извлечены из ниппеля, так как замок не зафиксирован в нем. Следует вновь повторить операцию посадки.

При использовании спуско-подъемного инструмента для подъема замка его запирают в ловильной головке замка, как указывалось выше, и ударами вверх извлекают последний. Если замок не извлекается, серией ударов вниз срезают штифт, освобождая инструмент от замка.

Подъемные цанговые инструменты (рис. IV. 20) предназначены для захвата и извлечения из скважины газлифтных клапанов, клапанов-отсекателей, обратных клапанов и другого канатного оборудования и инструментов, имеющих наружную ловильную головку.

Цанговый подъемный инструмент типа ИЦ конструкции ОКБ Нефтемаш (рис. IV. 20) состоит из корпуса 6, цанги 10 с продольными прорезями, ограничительных шпонок 9, пружины захвата 8, срезного штифта 7, сердечника 5, пружины 4, колпачка 2, винта 3 и переводника 1 с ловильной головкой.

При посадке инструмента на ловильную головку извлекаемого оборудования перья цанги, упираясь в головку, под действием веса стандартного набора инструментов (или под действием легких ударов яссом вниз) перемещаются вверх, сжимают пружину захвата и выходят из боковых прорезей корпуса. Ловильная головка извлекаемого оборудования входит в корпус цангового инструмента. Пружина захвата, разжимаясь, возвращает цангу в нижнее положение, и перья цанги, сжимаясь, захватывают ловильную головку извлекаемого оборудования за торцы ловильной шейки.

Ударами вверх извлекают захваченное канатное оборудование и поднимают на поверхность, где отжатием цанги освобождают его от захвата лепестками цанги.

В случае необходимости (например, из-за прихвата или заклинивания извлекаемого устройства), цанговый подъемный инструмент типа ИЦ можно освободить от извлекаемого оборудования в скважине. Для этого ударами вниз срезают срезной штифт на инструменте, соединяющий сердечник с переводником. Под действием усилия расжимающейся верхней пружины сердечник с колпачком, перемещаясь вверх, двигает ограничительные шпонки с цангой и освобождает ловильную головку извлекаемого оборудования.

Внутренняя резьба на сердечнике 5 инструмента предназначена для присоединения уравнильного штока при извлечении клапана-отсекателя и глухой пробки.

Аналогичную конструкцию имеют цанговые инструменты типа *JD* фирмы "Камко", а инструменты типа *S* фирмы "Отис" принципиально ничем не отличаются от них.

Цанговые инструменты типа *JN* фирмы "Камко", а также типа *B* фирмы "Отис" отличаются от рассмотренного выше тем, что освобождаются от захваченного съемного канатного оборудования ударами ясса вверх. У этих инструментов сердечник свернут в переводник, и удары яссом вниз для освобождения захваченного инструмента не могут срезать срезной штифт, соединяющий сердечник с корпусом.

На рис. IV. 20 показан цанговый инструмент с коротким сердечником.

Сердечник 5 цанговых подъемных инструментов — сменный и имеет различную длину, которая определяется высотой и конструкцией ловильной головки захватываемого замкового устройства или оборудования.

Длина сердечника должна позволять захватить ловильную (или подъемную) головку извлекаемого оборудования и обеспечить срез срезного штифта при необходимости освобождения инструмента в скважине.

Исходя из конкретных условий работы и конструкции ловильной головки подбирают соответствующий тип цангового подъемного инструмента и сердечник определенной длины.

Например, для захвата и подъема кулачкового фиксатора нужно использовать цанговый инструмент с длинным сердечником, а для захвата и подъема шплинсового замка и приемного обратного клапана — с коротким сердечником.

КАНАТНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Инструменты специального назначения применяются для выполнения таких технологических операций в скважине, как открытие и закрытие механических циркуляционных клапанов, установка газлифтного клапана в кармане эксцентричной скважинной камеры, свабирование, удаление песчаных пробок, чистка НКТ от парафина, солей, а также исправление деформированных участков НКТ.

Эти инструменты спускают вместе со стандартным набором оборудования. Все инструменты специального назначения имеют стандартные ловильные головки для залавливания их в случае отворота в скважине.

Инструмент (толкатель) для открытия и закрытия механических циркуляционных клапанов конструкции ОКБ Нефтемаш (рис. IV. 21) предназначен для перемещения внутренней подвижной втулки циркуляционных клапанов (см. рис. III. 3). Кроме того, этот же инструмент используют для перемещения цанги разъединителя колонн (см. рис. III. 4). Толкатель состоит из штока 1 с ловильной головкой, двух фигурных плашек 3, установленных на корпусе 4 и подпружиненных пружинами 5. Плашки удерживаются в сжатом состоянии кольцами 2 и 6. Нижнее кольцо 6 опирается на гайку 7. Снизу на плашки надет стакан 9 с конусной расточкой, удерживаемый переводником 11 с ловильной головкой и зафиксированный винтом 10. Стальной срезной штифт 8 фиксирует положение корпуса на штоке.

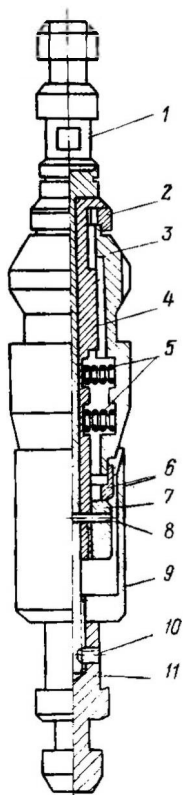


Рис. IV. 21. Инструмент (толкатель) для открытия и закрытия механических циркуляционных клапанов конструкции ОКБ Нефтемаш

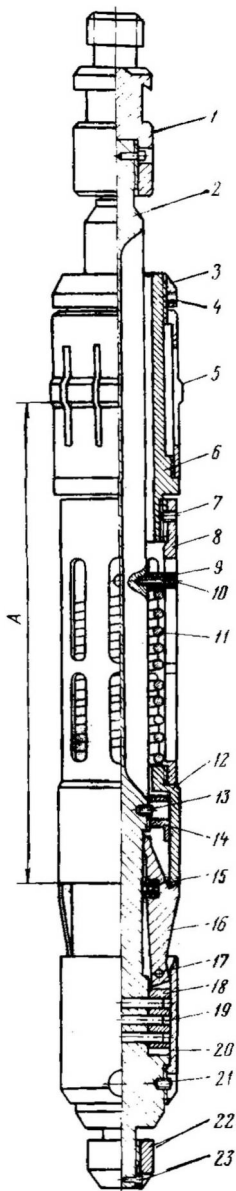


Рис. IV. 22. Толкатель конструкции фирмы "Бейкер"

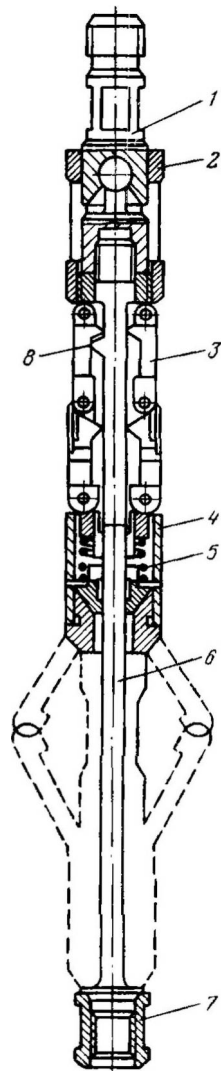


Рис. IV. 23. Рычажный отклонитель

При вводе толкателя (легкими ударами вниз) в циркуляционный клапан плашки 3 сжимаются и входят в подвижную втулку, где, разжимаясь, зацепляют своими торцами буртик расточки во втулке. Ударами яссом вверх или вниз в зависимости от положения толкателя при спуске перемещают подвижную втулку скользящей гильзы. Когда подвижная втулка окажется в крайнем (верхнем или нижнем) положении, плашки 3 попадают в уменьшенный внутренний диаметр корпуса циркуляционного клапана, сжимают пружины 5 и выходят из втулки, освобождая инструмент.

При заклинивании перемещаемой толкателем втулки в результате многократных ударов срезается срезной штифт 8, стакан 9 надвигается на плашки 3 и сжимает их, освобождая инструмент.

Положение толкателя при спуске определяется направлением действия усилия, необходимого для перемещения подвижной втулки циркуляционного клапана. В том положении, которое показано на рисунке, толкатель может передавать усилия вверх (при нанесении ударов яссами вверх). Для передачи усилий вниз (при нанесении ударов вниз) толкатель спускается в повернутом на 180° положении.

Толкатели фирмы "Камко" и "Отис" отличаются от рассмотренного выше лишь незначительными конструктивными элементами.

Существенный недостаток этих толкателей — невозможность выборочного открытия нижних механических циркуляционных клапанов без открытия вышерасположенных при установке на колонне НКТ нескольких клапанов одного типоразмера.

Инструмент для механических циркуляционных клапанов фирмы "Бейкер" (рис. IV. 22) имеет более сложную конструкцию. Он позволяет выборочно открывать любой из нескольких одноразмерных циркуляционных клапанов фирмы "Бейкер", установленных на колонне НКТ, без открытия вышерасположенных.

Инструмент состоит из следующих основных частей: ловильной головки 1, штока 2, ограничительного кольца 3, зажимного патрона 5, регулирующей втулки 6, кожуха 8, опорной гайки 9, зафиксированной винтом 10, пружины 11, стопорного кольца 14, отводителя собачек 12, пружины 15, собачек 16, установленных на осях 17 в держателе 20. Между держателем 20 и штоком 2 помещено кольцо 18, зафиксированное с ним контрольными срезными штифтами 19. На нижний конец штока 2 навинчено предохранительное кольцо 22. Установочные винты 4, 7, 13, 21, 23 предотвращают самоотвинчивание резьбовых соединений деталей инструмента.

Инструмент работает следующим образом. При достижении глубины установки циркуляционного клапана фирмы "Бейкер" инструмент медленно вводят в клапан. Так как наружный диаметр кольцевого выступа на зажимном патроне 5 больше внутреннего проходного диаметра клапана, то инструмент остановится, когда выступ патрона войдет в кольцевую проточку в верхней части клапана. Под действием веса стандартного набора инструментов шток 2 вместе с опорной гайкой 9, стопорным кольцом 14, собачками 16 и кольцом 18, сжимая пружину 11, перемес-

тятся вниз относительно зажимного патрона и соединенных с ним кожуха 8 и отводителя собачек 12.

Собачки 16 под действием усилия пружины 15 раздвигаются и зацепляются за нижний торец подвижной втулки циркуляционного клапана. Ударами вверх подвижную втулку перемещают в крайнее верхнее положение, открывая клапан. После этого в результате натяжения проволоки шток 2 и соединенные с ним детали будут перемещаться вверх относительно кожуха 8 и отводителя 12. Собачки 16 заходят под отводитель 12 и, сжимаясь, выходят из зацепления с подвижной втулкой циркуляционного клапана, освобождая инструмент.

Для закрытия циркуляционного клапана фирмы "Бейкер" инструмент спускают в перевернутом на 180° положении (относительно изображенного на рисунке), предварительно поменяв местами ловильную головку 1 и предохранительное кольцо 22. В этом случае при манипуляциях с инструментом в циркуляционном клапане собачки зацепляются за верхний торец подвижной втулки, когда зажимной патрон 5 расположится в расщепке нижнего переводника клапана. Более подробно технология работ по открытию и закрытию циркуляционных механических клапанов с помощью этого инструмента будет рассмотрена в гл. VII.

Здесь же следует отметить, что перед спуском инструмента необходимо тщательно проверять размер А (см. рис. IV. 22), так как если он не соответствует трубуемому, то зацепления собачек за торцы подвижной втулки не произойдет. Для каждого размера инструмента имеется свой размер А, который указывается в инструкции по эксплуатации.

В случае заклинивания подвижной втулки при открытии или закрытии клапана срезные контрольные штифты 19 от многократных ударов срезаются и держатель 20, надвигаясь на собачки 16, утапливают их, освобождая инструмент от зацепления с подвижной втулкой.

Рычажный отклонитель конструкции ОКБ Нефтемаш (рис. IV. 23) предназначен для смещения и установки газлифтного, циркуляционного, ингибиторного или глухого клапана в карман эксцентричной скважинной камеры. Он состоит из стержня 6, подвижных верхней 2 и нижней 4 гильз, к которым шарнирно присоединены подпружиненные двуплечие рычаги 3. В сложенном положении рычаги 3 расположены вдоль стержня 6 и не препятствуют движению инструмента в свободном проходе скважинной камеры. При этом подвижные гильзы 2 и 4 и рычаги 3 находятся в верхнем положении, где они стопорятся приливом 8, имеющимся на стержне 6. На стержень 6 сверху навинчен шарнир 1 с ловильной головкой. После спуска инструмента до глубины расположения скважинной камеры проводят "стряхивание" яссами, т. е. резко тормозят скорость спуска инструмента. При этом верхняя гильза 2 соскальзывает с прилива 8 и вместе с рычагами 3 и нижней гильзой 4 перемещается вниз до упора 7 (показано пунктиром). Рычаги 3 раскрываются под действием пружины 5, и отклонитель разворачивается в плоскости большой оси эллипсообразного поперечного сечения скважинной камеры и направляет клапан (или инструмент для подъема клапана) в карман. Раскрытие ры-

чагов отклонителя контролируется подъемом инструмента на небольшую высоту до их упора в горловину камеры. Увеличение натяжения при подъеме сборки – это сигнал, указывающий на раскрытие рычагов отклонителя. Медленно спускают сборку, вводят клапан в карман камеры и фиксируют его. После извлечения отклонитель нужно подготовить к следующему спуску. Для этого нужно вставить отвертку в прорезь нижней гильзы и, отжав пружину, поднять ее со сложенными рычагами в верхнее положение, где она стопорится приливом 8. Недостаток рассмотренной конструкции отклонителя – это ненадежность его при использовании в наклонно-направленных или сильно искривленных скважинах, так как в этих условиях из-за трения о стенки труб рычаги раскрываются раньше, чем требуется, и отклонитель заводит клапан (или инструмент для подъема) в один из вышерасположенных карманов камер.

Консольный отклонитель фирмы “Камко” (рис. IV. 24) предназначен для отклонения инструмента в сторону кармана скважинной камеры типа КТ при посадке и извлечении клапана, установленного в ней.

Надежность проведения в скважинах операций при помощи отклонителя обеспечивается применением в скважинных камерах направляющих втулок.

Отклонитель (рис. IV. 24) состоит из ловильной головки 1, корпуса 3, стержня 5, защелки 21, штока 8, пружин 2, 7, 13, рычага 12, осей 14, 19, штифтов 6, 15, 20, плеча 16, контргайки 9, трубы 17, наконечника 18, винтов 4, 10, 11.

С помощью ловильной головки консольный отклонитель присоединяется к комплекту стандартного набора инструментов. Набор инструментов с отклонителем спускается на проволоке или канате в скважину.

Труба 17, навинченная на корпус 3, совместно с наконечником выполняют роль защитного кожуха при спуске в НКТ, а в момент проведения операции по посадке и извлечению служит опорой.

Положение трубы 17 на корпусе 3 фиксируется контргайкой 9.

Набор инструментов с отклонителем пропускают через скважинную камеру, а затем поднимают вверх. При подъеме защелка 21, войдя в паз, имеющийся в направляющей втулке камеры, толкает стержень 5, который нижним концом действует на рычаг 12 и задерживает его вращение вокруг оси 19 под усилием пластинчатой пружины 13.

Защелка 21 совместно со стержнем 5, толкая шток 8 вперед, освобождает рычаг 12 от упора нижнего конца штока. После освобождения от штока рычаг 12 под действием пластинчатой пружины 13, вращаясь вокруг оси 19 внутри скважинной камеры, отклоняет посаженное на ось 14 плечо 16 совместно с инструментом в направлении кармана. При медленном спуске набора инструментов плечо 16, вращаясь на оси 14, упирается во внутреннюю стенку скважинной камеры и принимает горизонтальное положение, что обеспечивает ввод клапана в карман скважинной камеры или его съем.

После завершения намеченной операции проводят извлечение набора инструментов совместно с отклонителем. Во время извлечения набора инструментов защелка 21 вновь попадает в паз направляющей втулки

Рис. IV. 24. Консольный отклонитель

скважинной камеры. В дальнейшем при извлечении срезается латунный штифт диаметром 4 мм, что обеспечивает свободное извлечение отклонителя совместно с набором инструментов.

Имеется также и другие конструкции консольных отклонителей, которые по принципу работы мало чем отличаются от рассмотренного.

Поршневая желонка фирмы "Бейкер" служит для удаления из скважины песка или сыпучих материалов. Состоит она из цилиндра, плунжера, поршня, верхнего и нижнего переводников, ловильной головки, приемного и всасывающего клапанных узлов с шариками.

Плунжер с поршнем, перемещаемые с помощью проволоки (троса) вверх и вниз по неподвижному цилиндру желонки, совершают работу, подобную работе штангового скважинного насоса.

Желонку спускают в скважину на проволоке до контакта с песчанной пробкой. Затем проводят несколько перемещений плунжера с поршнем на длину хода плунжера. В результате рыхлый песок поступает в желонку, а шарик предотвращает его выпадание обратно в скважину.

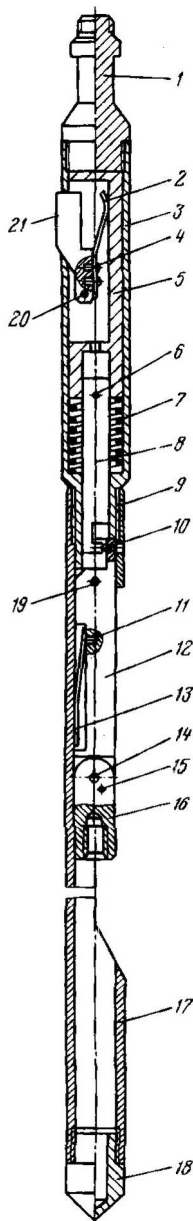
При подъеме из скважины желонку освобождают от песка, отсоединяя нижний переводник от цилиндра и ударяя по нему сверху.

Гидростатическая желонка конструкции ОКБ Нефтемаш (рис. IV. 25) предназначена для удаления рыхлых песчаных пробок и осколков породы, осевших над канатным инструментом и оборудованием в скважине.

Она состоит из корпуса 5, в верхний конец которого ввинчена ловильная головка 1 с расположенным в ней седлом 2 и уравнительным клапаном 3, а в нижний ввинчен переводник 9.

В переводнике 9 расположен поршень 6, зафиксированный в нем срезным штифтом 7. На нижний конец переводника навинчен корпус толкателя 11 с толкателем 10. К толкателю 10 присоединена колонка 13 с ограничительным штифтом 12 и корпусом обратного клапана 14 с шариком 15 и седлом 16. Нижний торец корпуса обратного клапана выполнен в виде шлямбура.

Герметичность желонки обеспечивается уплотнительными кольцами 4,



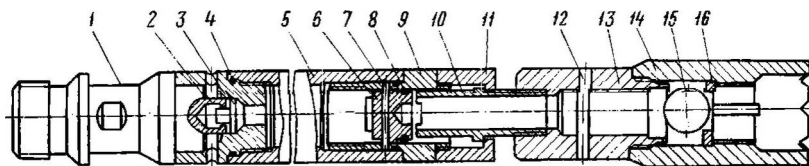


Рис. IV. 25. Гидравлическая желонка

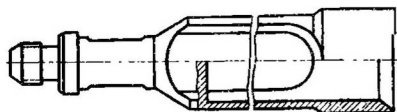


Рис. IV. 26. Парафинорезка

8. При спуске желонки в скважину давление в герметичной камере, образуемой клапаном 3 и поршнем 6, — атмосферное. После достижения желонкой удаляемой пробки проводят удар яссом вниз. При этом корпус 5 и соединенные с ним детали 1, 2, 3, 9, 11 перемещаются вниз, и от удара поршня 6 о толкатель 10 срезается срезной штифт 7. Под действием гидростатического давления в колонне НКТ поршень 6 перемещается вверх, всасывая песок внутрь желонки. При подъеме удаляемая часть пробки удерживается внутри желонки обратным клапаном, а жидкость вытекает через зазор между толкателем 10 и переводником 9.

Для освобождения желонки от песка на поверхности необходимо отвернуть корпус обратного клапана.

Существуют конструкции гидростатических желонок, у которых в нижней части предусмотрено специальное захватное приспособление типа "паук". Оно предназначено для захвата и извлечения из скважины резиновых и металлических частиц, которые из-за их большого размера не могут пройти через седло обратного клапана.

Аналогичную конструкцию имеют гидростатические желонки фирмы "Камко" и "Отис".

Имеются также забивные желонки, которые представляют собой бочкообразный сосуд с обратным клапаном (шарикового или хлопучевого типа) в нижней части, которая имеет скос под углом 45° . Их применяют обычно для удаления желеобразного осадка глинистого раствора.

Парафинорезка (рис. IV. 26), предназначенная для соскабливания со стенок НКТ парафина, представляет собой полый металлический цилиндр с профрезерованными в нем двумя окнами и ловильной головкой на верхнем конце для подсоединения к стандартному набору. Соскабливаемый нижней заостренной поверхностью цилиндра парафин удаляется через боковые окна. Этот же инструмент используется и для удаления со стенок труб окалина или солевых отложений.

Скребок для удаления парафина состоит из стандартной ловильной головки и штырей, изготовленных из стальной проволоки диаметром 2,5 мм и установленных через каждые 45° поперек стержня.

Максимальная длина штырей соответствует проходному сечению очищаемых труб.

Трубный шаблон, предназначенный для проверки проходного сечения НКТ, а также применяемый для нанесения ударов вниз с помощью механического ясса, представляет собой металлический цилиндр со стандартной ловильной головкой. Нижняя плоская часть шаблона термически обработана для увеличения ее прочности.

Инструмент для правки труб (рис. IV. 27) служит для распрямления деформированных участков НКТ в скважине.

ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ

При проведении канатных работ, а также при эксплуатации скважин, оборудованных устройствами, спущенными на проволоке или тросе, могут возникнуть осложнения и произойти аварии. Обычно это бывает вследствие обрыва проволоки, отворота и “полета” инструмента, его узлов и деталей, осаждения песка, окалины или каких-либо инородных тел над ловильной головкой установленного в скважине оборудования и т. д. Ликвидация этих осложнений и аварий осуществляется посредством ловильных инструментов, спускаемых на проволоке или тросе.

В большинстве случаев при ловильных работах по захвату аварийного инструмента за наружную ловильную головку применяют цанговые подъемные инструменты (см. рис. IV. 20). Если же по каким-либо причинам (например, из-за деформации ловильной головки или же ее отсутствия) применить цанговый подъемный инструмент нельзя, то используют специальные овершоты.

Освобождающийся овершот фирмы “Боузи” (рис. IV. 28) — приспособление для залавливания и подъема аварийного инструмента, подвешенного на проволоке. Он состоит из верхнего переводника 1, направляющей воронки 3, ограничителя захвата 2 и спиральной пружины захвата 4 с винтовой нарезкой на внутренней поверхности.

Овершот присоединяется к стандартному набору инструментов, подвешенных на проволоке, и спускается в НКТ до соприкосновения с верхним концом или ловильной головкой аварийного инструмента.

Когда верхний конец залавливаемого инструмента входит в направляющую воронку, проводят удар вниз для надежного зацепления овершота. При движении инструмента вверх сжимается пружина овершота, которая входит в конусные пазы направляющей воронки, увеличивая силу захвата заловленного инструмента.

После извлечения заловленного предмета овершот освобождается нажатием вниз с последующим вращением вправо, что позволяет расширяться пружине захвата 4 и освободить заловленный предмет от овершота.

Если овершот спускается на НКТ или штангах, то его можно освободить при необходимости подобным образом в скважине.

Усилие, с которым овершот захватывает залавливаемый предмет, составляет от 190 до 860 кН, соответственно для овершотов с наружным диаметром — от 32 до 89 мм.

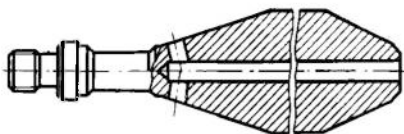


Рис. IV. 27. Инструмент для правки труб



Рис. IV. 28. Овершот

Существуют также конструкции овершотов, которые позволяют присоединять к нему снизу на резьбе направляющую воронку. Принцип работы их такой же, как и описанного выше.

Инструменты для ловли проволоки предназначены для работ по захвату и извлечению проволоки (троса), оборвавшейся в скважине во время проведения канатных работ.

Ловильный инструмент типа "кошка" (рис. IV. 29) представляет собой вилку с двумя или тремя рожекми, на которых с внутренней стороны приварены шипы, направленные вверх.

При спуске в скважину рожки скользят по стенкам НКТ и пропускают проволоку внутрь инструмента. При подъеме ловителя проволока, собранная в кольца, захватывается шипами.

Другая конструкция инструмента для ловли проволоки или троса применяется, когда длина аварийной проволоки невелика и ее нельзя захватить "кошкой". Он состоит из ловильной головки, навинченной на шток, конусообразного наконечника с плашками и направления. При спуске в скважину направление заводит аварийный конец проволоки (троса) вовнутрь, где он защемляется между плашками и направлением при подъеме инструмента и перемещении штока с наконечником вверх.

Имеется также инструмент для ловли проволоки, представляющей

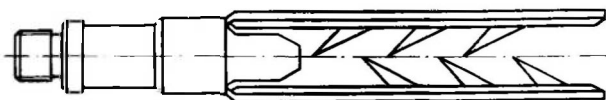


Рис. IV. 29. Инструмент типа "кошка" для ловли проволоки

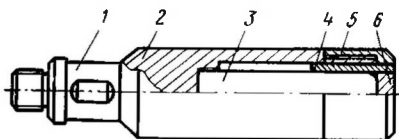


Рис. IV. 30. Ловильный магнит фирмы "Бейкер"

собой пикообразный стержень, к которому в шахматном порядке приварены крючки, загнутые кверху [39].

Ловильные магниты служат для поднятия небольших металлических предметов (гайки, болта, частей инструмента, слоя окалины и других небольших предметов), которые нельзя поднять обычным ловильным инструментом.

Ловильный магнит фирмы "Бейкер" (рис. IV. 30) состоит из корпуса 2 с ловильной головкой 1, который служит кожухом для магнитного элемента постоянного типа 3 и направления 5. Этот элемент удерживается пластиной 6 антимагнитной втулки 4, ввинченной в корпус и приваренной к нему после сборки.

Вокруг пластины 6 магнита образуется концентрированное магнитное поле, сила которого способна притянуть небольшой металлический предмет при соприкосновении с магнитом.

При хранении низ магнита изолируется металлической фишкой. Направление 5 можно заменять специальным направлением для сложных ловильных работ.

Магнит можно спускать на штангах или НКТ. При этом, заменив направление 5 на специальное направление, можно осуществить залавливание с вращением для захвата аварийного предмета.

Диапазон подъемной магнитной силы ловильного магнита "Бейкер", например, составляет для размеров: 38 мм от 50 до 64 Н; 44 мм — от 68 до 90 Н; 65 мм — от 340 до 567 Н.

Резец (рис. IV. 31) предназначен для отрезания проволоки (троса) у замка в случае заклинивания канатного инструмента в скважине. Он представляет собой корпус 1 с продольной прорезью, куда вставляется планка 2, зафиксированная штифтами 3. Верхний конец корпуса имеет повильную шейку, а нижний скошен под углом 45° .

На поверхности проволоку или трос вставляют в корпус, устанавливают планку 2 и штифты 3. Затем проволоку подтягивают и сбрасывают резец в скважину. Падая, он скользит по проволоке (тросу) и, достигая повильной головки замка, отрезает проволоку. Поднимают резец цанговым инструментом для подъема соответствующего размера.

Выпрямитель проволоки или троса служит для выпрямления в скважине проволоки (троса) и в качестве опоры для резца. В отличие от резца

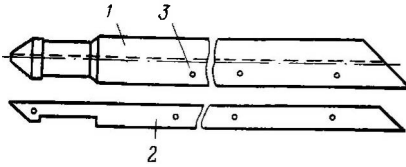


Рис. IV. 31. Резец проволоки (троса)

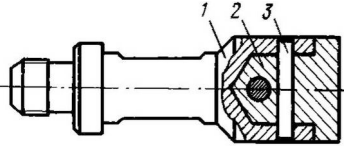


Рис. IV. 32. Свинцовая печать

нижний конец корпуса выпрямителя — плоский. Он применяется, когда ловильная головка замка для проволоки (троса) перекрыта песчаной пробкой или находится под клубком аварийной проволоки, которую нельзя извлечь и необходимо отрезать в скважине как можно ближе к замку. Надетый на проволоку (трос) и сброшенный в скважину инструмент падает на пробку или клубок проволоки и служит в качестве опоры для сбрасываемых затем на него для отрезки проволоки, резца или штанги с трубным шаблоном.

Свинцовая печать (рис. IV. 32) служит для определения положения инструмента (формы и размера верха), оставшегося в скважине. Она состоит из корпуса 1 с ловильной головкой, свинцового сердечника 2, одного или двух штифтов 3. По отпечатку на торцевой части печати устанавливают положение и состояние канатного инструмента или какого-либо предмета, находящегося в скважине, и выбирают соответствующий инструмент для ловли.

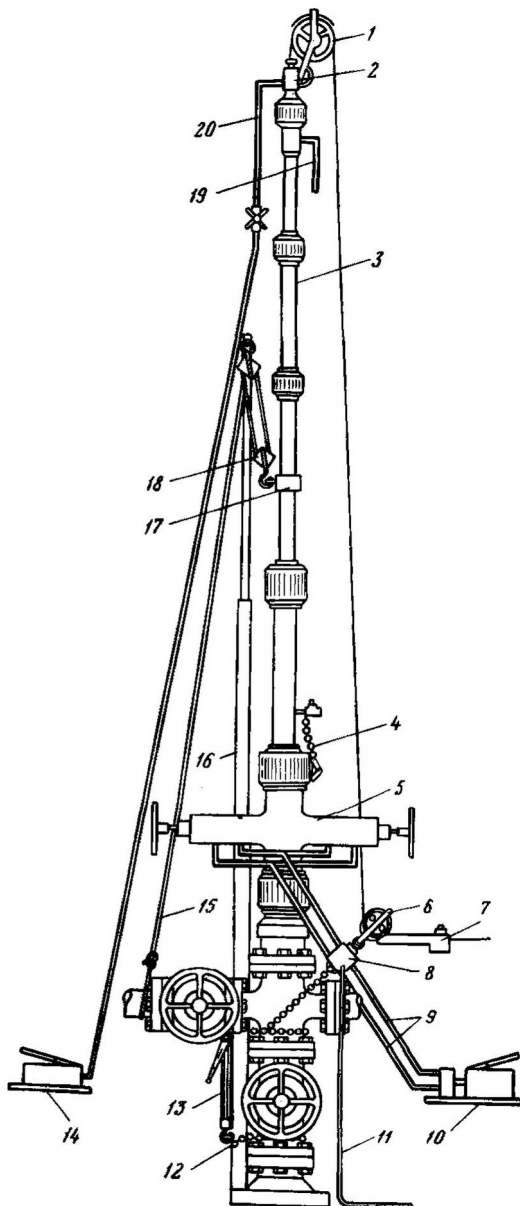
Печать применяют также для определения состояния НКТ, если канатный инструмент через них не проходит.

ГЛАВА V

УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КАНАТНЫХ РАБОТ

При проведении подземного ремонта скважин без подъема лифтовых труб с помощью инструмента, подвешенного на проволоке (тросе), применяется следующее устьевое оборудование (рис. V. 1): секционный лубрикатор 3 с сальниковым узлом 2 и направляющим роликом 1, превентор 5, натяжной ролик 6 с устройством для очистки проволоки 7 и датчиком индикатора натяжения проволоки (троса) 8, а также вспомогательные монтажные приспособления. Это оборудование входит в комплекс канатной техники и обеспечивает безопасный спуск, проведение канатных операций и подъем инструментов под давлением в скважинах. Лубрикатор монтируют на буферном фланце фонтанно-компрессорной

Рис. V. 1. Устьевое оборудование для проведения канатных работ: 1 — направляющий ролик; 2 — сальниковый узел; 3 — секционный лубрикатор; 4 — канатный зажим; 5 — гидравлически управляемый превентор; 6 — натяжной ролик; 7 — устройство для очистки проволоки; 8 — датчик индикатора натяжения проволоки; 9 — гидравлические линии к превентору; 10 — ручной насос для управления превентором; 11 — соединительный элемент индикатора натяжения проволоки; 12 — монтажная цепь; 13 — стяжной ключ; 14 — ручной насос для управления сальниковым узлом; 15 — пеньковый канат; 16 — монтажная телескопическая мачта; 17 — хомут; 18 — полипаст; 19 — сливной шланг; 20 — гидравлическая линия к сальниковому узлу



арматуры, вертикальный ствол которой составляет симметричную систему с секциями лубрикаторных труб и превентора.

На рис. V. 1 показано устьевое оборудование с дистанционным управлением сальника и превентора. Здесь с целью герметизации устья масло

по гидравлической линии 20 нагнетается в сальник ручным насосом 14. Превентор 5 управляется ручным насосом 10 с помощью гидравлических линий 9. По гидравлической линии в лубрикатор вводится ингибитор для предотвращения гидратообразования.

Однако в практике в скважинах с буферным давлением до 14 МПа применяется оборудование без дистанционного управления.

Важное условие безопасного использования лубрикатора — правильный выбор его рабочего давления. Все без исключения составляющие узлы лубрикатора (сальник, секции труб, быстросборные соединения), а также превентор должны рассчитываться на максимальное устьевое давление, которое может создаваться при проведении канатных работ.

При проведении канатных операций скважина может быть закрыта, и поэтому следует иметь в виду, что на буфере, а следовательно, и в лубрикаторе, в этот период будет буферное давление, равное устьевому статическому давлению остановленной скважины. Величину этого давления необходимо определить накануне проведения канатных работ в скважине. Хотя оборудование и выпускается с определенным запасом прочности, однако нагрузки, вызываемые вибрацией, толчками и колебаниями температуры, точно учесть при расчетах невозможно. Поэтому никогда нельзя применять устьевое оборудование, рабочее давление которого ниже возможного устьевого давления скважины.

При проведении канатных работ в скважинах применяется устьевое оборудование типа ОУГ-80х350 и зарубежной фирмы "Боуэн" [45].

Рассмотрим конструкцию и принцип работы устройств и приспособлений, входящих в комплекс устьевого оборудования, необходимого для проведения канатных работ.

ЛУБРИКАТОР

Лубрикатор 3 (см. рис. V. 1) для спуска инструментов в скважину на проволоке (тросе) собирается из трех секций, изготовленных из НКТ различного диаметра, с гладкой или высаженной резьбой, рассчитанных на большее, чем ожидаемое, давление на устье скважины. Секции лубрикатора соединяются между собой быстросвинчивающимися соединениями, снабженными цилиндрической резьбой с двойным заходом, что обеспечивает их быстрый съем и разъем. Уплотнение достигается наличием специальной резьбы и резиновых уплотнительных колец, завинчиванием вручную гаек с рифленой поверхностью.

Внутренний диаметр лубрикаторных труб должен соответствовать размеру применяемого канатного инструмента и оборудования. Верхняя лубрикаторная труба, которая вмещает только стандартный набор канатного инструмента, имеет внутренний диаметр обычно 50–72 мм, что на 8–12 мм больше наружного диаметра стандартного набора канатных инструментов. Нижняя лубрикаторная труба имеет внутренний диаметр 76–170 мм в соответствии с максимальным наружным диаметром спускаемого на проволоке технологического оборудования (клапана-отсекателя, глухой пробки и т. д.). Иногда увеличивают массу лубрикаторных

труб нижней секции, чтобы придать прочность и устойчивость смонтированному на устье лубрикатору. Тем не менее ее внутренний диаметр не должен изменяться. Нижняя секция лубрикаторной трубы на высоте 0,5 м от низа оснащена вводом, в который ввинчиваются спускной клапан и манометр.

Общая длина лубрикатора определяется длиной сборки канатных инструментов, спускаемых в скважину. Длина одной секции лубрикаторной трубы составляет 2,4 м.

Обычно при проведении канатных ремонтно-профилактических работ применяют две секции лубрикаторных труб, длина которых в сборе в обычных условиях канатных операций оказывается достаточной, чтобы вместить в них сборку канатных инструментов, подвешенных на проволоке с вытянутыми яссами. В процессе проведения ловильных работ, когда необходимо извлечь из скважины и вместить в лубрикатор сразу два комплекта канатных инструментов (рабочий и аварийный), используют три секции лубрикаторных труб.

При необходимости можно использовать и большее число секций лубрикаторных труб. Так, например, с целью выноса превентора на уровень пола верхней рабочей площадки в условиях эксплуатации скважин, расположенных на морских стационарных платформах с двухъярусными рабочими площадками применяется дополнительная лубрикаторная труба, монтируемая под превентором. Ее размеры и рабочее давление соответствуют технической характеристике нижней лубрикаторной трубы.

Фирма "Боуэн" выпускает устройство, ограничивающее падение в скважину вошедшего в лубрикатор канатного инструмента при обрыве проволоки. Это устройство устанавливается над превентором и имеет равный ему внутренний диаметр [45].

Лубрикаторные трубы и соединительные гайки к ним для проведения канатных работ в НКТ выпускаются отечественные на рабочее давление до 35 и зарубежные — до 70 МПа. Конструкция и масса гаек позволяют легко собирать их и устанавливать на устье.

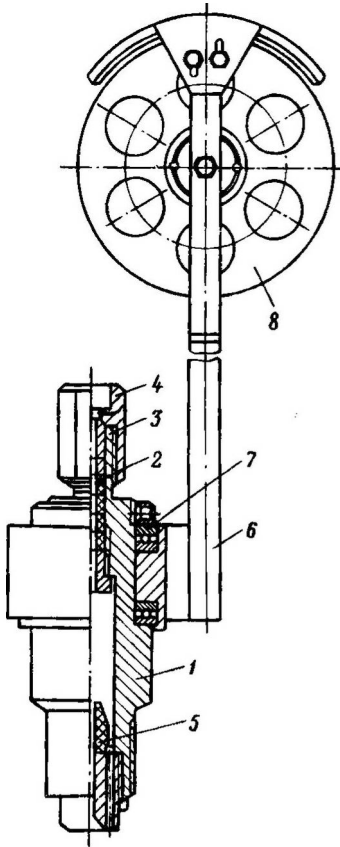
В настоящее время лубрикаторы на рабочее давление 70 МПа применяются на морских скважинах ВПО "Каспморнефтегазпром".

САЛЬНИКОВЫЙ УЗЕЛ

Верхняя часть лубрикатора имеет сальник 2 (см. рис. V. 1) уплотнения проволоки на входе ее в лубрикатор во время проведения канатных работ. Одновременно сальник служит для очистки проволоки от грязи. Направляющий ролик, смонтированный на кронштейне сальника, обеспечивает вертикальную центровку проволоки относительно центральной оси сальника, благодаря чему проволока без перегибов плавно проходит в лубрикатор. Быстрособорным соединением сальниковый узел крепится к верхней лубрикаторной трубе.

Существуют сальники различных конструкций. Широкое распространение при проведении канатных работ в НКТ получили сальники для уп-

Рис. V. 2. Сальниковый узел оборудования ОУГ-80 х 350 конструкции Азинмаша



лотнения проволоки с ручным и дистанционным управлением, рассчитанные на рабочее давление 35–70 МПа, для работы в умеренном и холодном климате, в диапазоне температур от -45 до $+60^{\circ}\text{C}$.

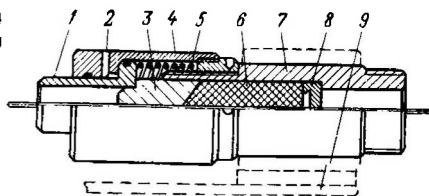
Оборудование ОУГ-80х350 конструкции Азинмаша включает сальниковый узел с ручным управлением, рассчитанным на давление 35 МПа. Сальниковый узел (рис. V. 2) состоит из корпуса 1, внутри которого размещены резиновые уплотнители 2, имеющие отверстие под проволоку диаметром 2,34–2,5 мм и поджимаемые сверху через нажимную втулку 3 гайкой 4. В корпусе под резиновыми уплотнителями расположена свободно перемещающаяся армированная металлом резиновая втулка 5, герметизирующая уплотнитель в случае обрыва проволоки 4 выхода ее из сальника. При этом втулка автоматически перекрывает и герметизирует освободившийся канал сальника под действием давления скважины на нижний торец втулки.

Данное устройство позволяет также заменять резиновые уплотнения сальника под давлением при их выходе из строя (износе).

Верхняя 3 и нижняя втулки ограничивают уплотнители и одновременно центрируют проволоку, предотвращая износ. На корпусе сальника на подшипниках 7 установлен кронштейн 6, вращающийся вокруг вертикальной оси на 360° . В верхней части кронштейна установлен ролик 8, обеспечивающий направленное движение проволоки под натягом. Ролик сальника диаметром 160 мм имеет желоб на наружной поверхности под проволоку диаметром 2,34–2,50 мм и сверху снабжен полукольцом, ограничивающим выпадение проволоки. Ролик данного размера обеспечивает нормальные условия эксплуатации проволоки при прохождении ее по желобу без влияния изгибающих напряжений. Центр желоба ролика совмещен с осью сальника, что обеспечивает снижение износа проволоки при уплотнении.

Оборудование ОУГ-80х350 имеет следующую техническую характеристику.

Рис. V. 3. Сальниковый узел фирмы "Боуэн", управляемый гидравлически



Давление, МПа:	
рабочее	35
испытательное	70
Температура окружающей среды, °С	Не более 23
Диаметр, мм:	
проходного отверстия превентора	76
проходного отверстия лубрикатора	50-76
уплотняемой проволоки	2,5
ролика под проволоку	160
Масса, кг	480

Фирма "Боуэн" выпускает сальник аналогичной конструкции, рассчитанный на рабочее давление 70 МПа.

Регулируют сальник для каждого диаметра проволоки вручную, вращая гайку 4, изменяющую сжимающую нагрузку на набор резиновых втулок. Дожимают гайку перед монтажом лубрикатора на устье скважины. Причем успешность этой операции полностью зависит от опыта оператора. При отсутствии герметичности гайку сальника приходится дожимать в рабочем состоянии лубрикатора, приостанавливая проведение канатных работ.

Этот недостаток устраняется при использовании сальниковых узлов, уплотняемых гидравлически, что допускает герметизацию проволоки дистанционно.

Сальниковый узел, управляемый гидравлически (рис. V. 3), состоит из корпуса 7 с навинченным цилиндром 4, внутри которого размещены уплотняющая втулка 1, нажимная втулка 3, действующая на резиновые уплотнители 6, имеющие отверстие под проволоку диаметром 2,34 мм. В корпусе под резиновыми уплотнителями расположено блокирующее седло 8, удерживающее резиновые уплотнители от передвижения вниз. В цилиндре 4 помещена возвратная пружина 5 втулки 1. В верхней части цилиндр 4 снабжен отверстием 2 для подсоединения гидравлического ручного насоса высокого давления. На корпусе 7 установлен кронштейн 9, поворачивающийся вокруг вертикальной оси на 360°. В верхней части кронштейна установлен направляющий ролик (на рисунке не показан).

Такие сальниковые узлы фирмы "Боуэн" обеспечивают уплотнение проволоки диаметром 1,8-2,34 мм при рабочем давлении до 70 МПа.

Управление сальником осуществляется дистанционно, действием гидравлического давления, создаваемого ручным насосом на уплотняющую втулку 1. При нагнетании масла в полость сальника втулка 1, перемещаясь вниз, сжимает резиновые уплотнители 6, обеспечивая герметичность

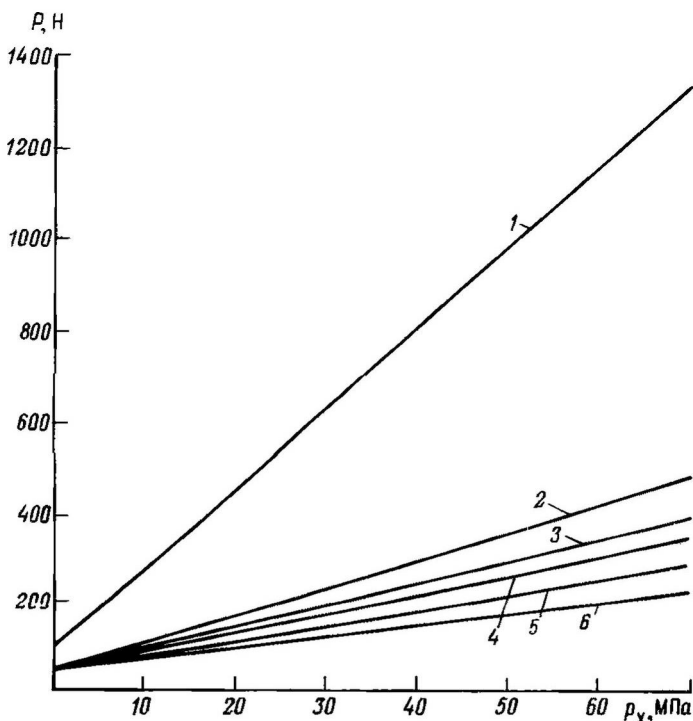


Рис. V. 4. Зависимость веса (P) грузовых штанг от устьевого давления (p_y) при диаметрах проволоки (троса), мм: 1 – 4,76; 2 – 3,2; 3 – 2,5; 4 – 2,34; 5 – 2,0; 6 – 1,8

лубликатора. Давление масла в сальнике после достижения герметичности поддерживается путем закрытия нагнетательного клапана на насосе.

Во время подъема сальник периодически поджимается повышением давления в насосе, чтобы предотвратить до минимума разбрызгивание через уплотнители (при их истирании) и насухо обтереть проволоку

Сальник описанной конструкции намного облегчает управление им в процессе спуско-подъемных операций.

Гидравлически управляемые сальниковые узлы для уплотнения троса при рабочем давлении до 35 МПа по принципу действия мало чем отличаются от описанного выше.

Конструкция сальникового узла для уплотнения троса при давлении выше 35 МПа более сложна, так как трос состоит из свитых проволок и, следовательно, его боковая поверхность имеет зазоры от свивки. Кроме того, при проведении канатных работ в фонтанных скважинах с высоким давлением на устье возникает проблема преодоления выталкивающей силы, действующей на трос в сальнике лубликатора. При высоких давлениях спуск инструмента на тросе даже очень малого диаметра сопряжен с необходимостью значительного увеличения массы инструмента. Так,

при устьевом давлении 30 МПа и тросе диаметром 4,76 мм выталкивающая сила в сальнике лубрикатора достигает 630 Н, что требует применения лубрикатора большой длины для вмещения канатного инструмента с большим числом грузовых штанг для его утяжеления.

Применяется также сальниковый узел фирмы "Боуэн", уплотняющий трос диаметром 4,76 мм при рабочем давлении до 70 МПа. Трос уплотняется резиновым уплотнением, расположенным вокруг троса, и турбулентным патрубком, поджатым сверху втулкой сальника. Снижение скважинного давления, приложенного к резиновым деталям, сжимающим трос, происходит в турбулентном патрубке. Продукция скважины под давлением входит в патрубок снизу и движется вверх по турбулентным направлениям конической формы. При этом значительные потери давления происходят в верхней полости патрубка. Далее продукция поступает в сливной шланг. Закрывая игольчатый клапан на шланге, можно создать большее давление, сжимающее трос.

Регулируя движение продукции скважины через игольчатый клапан, уплотняют или ослабляют резиновые уплотнения сальника. Остаточное давление в полости над резиновым уплотнением снижают через шланг низкого давления. Давление снижается до величины, достаточной только для обеспечения уплотнения сальника. Один турбулентный патрубок позволяет снизить давление в лубрикаторе на 7 МПа, а можно установить последовательно несколько таких патрубков. Таким образом, инструмент можно спускать в скважину при больших выталкивающих силах, используя меньшее число грузовых штанг и лубрикатор обычной длины.

На рис. V. 4 показана зависимость веса грузовых штанг (канатного инструмента), необходимого для преодоления выталкивающей силы, действующей на проволоку или трос различных диаметров, от давления на устье скважины.

НАТЯЖНОЙ РОЛИК

Натяжной ролик 6 (см. рис. V. 1) предназначен для обеспечения изменения направления движения проволоки или троса от барабана лебедки к сальниковому ролику лубрикатора, предотвращения опрокидывания барабана лебедки и лубрикаторных труб. Он представляет собой шкив, который имеет канавку под проволоку или трос определенного размера. К шкиву с помощью двух планок и шарнирного пальца прикреплен ограничитель, который откидывается при заправке проволоки в канавку. Ограничитель имеет также скобу для присоединения устройства очистки проволоки (троса).

Натяжной ролик крепится на устье скважины под лубрикатором к датчику индикатора натяжения проволоки, который фиксируют цепью к опоре. Последней может служить ствол фонтанной арматуры или преентор. Устанавливают ролик как можно ближе к лубрикатору, что позволяет уменьшать возможные боковые усилия и сохранять необходимый угол разворота ($90^\circ \pm 2$) проволоки, сматываемой с барабана

лебедки гидравлической подъемной установки и направляемой к ролику сальника.

Наиболее часто встречаются шкивы следующих диаметров:

для проволоки 2,34 мм	18 см
для троса 4,76 мм	25,4 см

Устройство для очистки проволоки (троса) 7 (см. рис. V. 1) присоединяют к натяжному ролику. Оно состоит из кронштейна и укрепленного на его конце скребка, представляющего собой кусок плоской резины с прорезью. С противоположной стороны кронштейн имеет монтажную опору. Используют это устройство при подъеме канатного инструмента из скважины. В этих условиях проволока, извлекаемая из скважины, проходя через скребок, наматывается на барабан лебедки, насухо очищенная от скважинной жидкости.

ИНДИКАТОР НАТЯЖЕНИЯ ПРОВОЛОКИ

Индикатор натяжения проволоки (троса) предназначен для визуального контроля за натяжением проволоки (троса) при канатных операциях, проводимых с помощью гидравлических лебедок (спуск, подъем канатных инструментов, удары яссом). Он оказывает необходимую помощь оператору, управляющему лебедкой, и позволяет контролировать весь процесс работ, проводимых с инструментами, спущенными в скважину на проволоке (тросе).

Индикатор натяжения проволоки осуществляет взвешивание инструмента и проволоки (троса), спущенных в скважину. Вес проволоки (троса) и инструмента создает усилие, растягивающее проволоку (трос), и действует на воспринимающее это усилие чувствительный элемент-дифрагму.

Широкое распространение на нефтегазовых промыслах получили индикаторы натяжения проволоки (рис. V. 5), состоящие из трех основных элементов: показывающего прибора 4, датчика нагрузки 1 и соединительного элемента 3. Прибор 4, показывающий натяжение проволоки, устанавливают на панели управления лебедкой и соединяют шлангом или электрокабелем с датчиком нагрузки 1, соединенным во время работы с натяжным роликом 2 на устье скважины.

Из рис. V. 5 видно, что сила P , действующая на датчик индикатора натяжения проволоки, является равнодействующей сил P_1 и P_2 , растягивающих проволоку на натяжном ролике. Сила P при угле $\alpha=90^\circ$ равна $2P_2/\sqrt{2}$.

В зависимости от параметра, в который преобразуется измеряемая сила, различают гидравлические и электрические индикаторы натяжения проволоки (троса).

В настоящее время большое распространение получили индикаторы натяжения проволоки гидравлического действия фирмы "Мартин-Деккер" (США) как наиболее простые по конструкции. При использовании соот-

Рис. V. 5. Схема распределения сил, действующих на датчик индикатора натяжения проволоки при проведении канатных работ

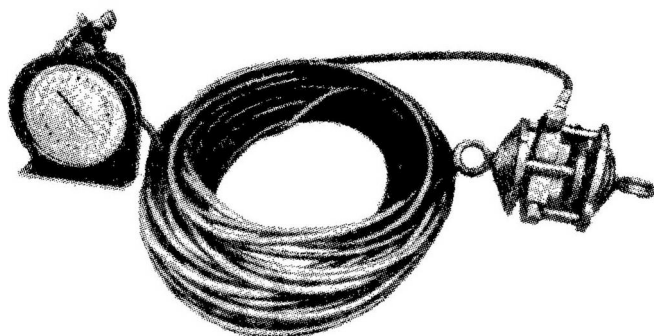
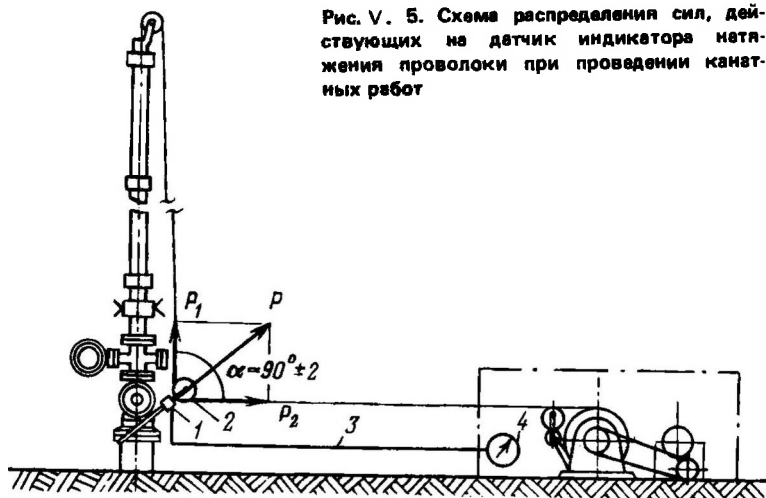


Рис. V. 6. Индикатор натяжения проволоки гидравлического действия фирмы "Мартин-Деккер"

ветствующих сортов масел, не загустевающих в процессе работы, он является надежным в эксплуатации в широком диапазоне температур от -45 до $+65$ °C. В зависимости от температуры окружающей среды в качестве рабочей жидкости могут применяться масла с низкой вязкостью (например, SAE-10) или же при температуре ниже 0 °C раствор 75 % этиленгликоля и 25 % воды. Индикатор натяжения проволоки (рис. V. 6) состоит из следующих основных узлов: трансформатора давления, представляющего собой силоизмерительный датчик гидравлического действия и показывающего прибора, которые соединены между собой в единую герметичную гидравлическую систему соединительными шлангами.

Внутренняя полость системы заполнена жидкостью с помощью ручного насоса.

Измерительный прибор снабжен шкалой с диапазоном измеряемых усилий от 0 до 10000 Н (если работы проводятся с помощью проволоки) или до 20000 Н (если работы проводятся тросом). В конструкции измерительного прибора (см. рис. V. 6) предусмотрен винт-успокоитель для изменения чувствительности стрелки, ручка, предназначенная для установки нуля, и контрольный клапан для зарядки системы рабочей жидкостью.

Датчик предназначен для преобразования прилагаемой к движущейся проволоке растягивающей нагрузки в гидравлический сигнал, являющийся функцией веса инструмента и проволоки (троса), спущенных в скважину, и передачи его на измерительный прибор. Точность прибора составляет $\pm 0,2\%$ показания шкалы. Это достигается благодаря чувствительной диафрагме, расположенной в корпусе датчика.

В зависимости от веса проволоки и канатного инструмента диафрагма будет деформироваться в различной степени. Степень деформации диафрагмы под действием натяжения проволоки и пропорциональное ей давление передаются жидкости, находящейся под диафрагмой, и далее по шлангу к показывающему прибору. Шкала прибора градуирована таким образом, что каждое деление соответствует определенной величине натяжения проволоки. Показывающий прибор учитывает поправку на угол $90^\circ \pm 2$ (см. рис. V. 5) и фиксирует фактическую нагрузку на проволоку. Поправочный коэффициент равен 1,41.

Гидравлический шланг, соединяющий датчик с измерительным прибором, при необходимости можно удлинить, присоединяя шланги необходимой длины.

Измерительный прибор при помощи кронштейна устанавливают на пульте управления лебедкой. Перед монтажом следует убедиться в исправности прибора, от надежности и точности работы которого зависит исход проводимых канатных операций. С этой целью шкалу прибора устанавливают на нуль путем поворота ручки (см. рис. V. 6). Далее, приложив нагрузку к проволоке, не превышающую 75 % значения шкалы, регулируют прибор таким образом, чтобы после снятия нагрузки стрелка оказалась на нуле. Успокоитель регулируют Г-образной ручкой, расположенной сбоку корпуса измерительного прибора.

Фирма "Камко" снабжает гидравлические лебедки индикатором натяжения проволоки электрического действия, который состоит из силоизмерительного датчика, соединительного кабеля и показывающего прибора. Силоизмерительный датчик преобразует с помощью пьезоэлектрического эффекта силу натяжения проволоки (троса) в электрический сигнал и передает его по кабелю к показывающему прибору. Шток силоизмерительного датчика выступает наружу и оканчивается кольцом, служащим для подсоединения натяжного ролика. На корпусе датчика имеется также розетка выходных концов датчика, к которым подсоединяют кабель для связи датчика и показывающего прибора. Соединение осуществляется с помощью полюсных штепселей, предотвращающих неправильное подключение. Показывающий прибор (рис. V. 7) служит для приема электрического сигнала и регистрации его на шкале пропорционально весу спущен-

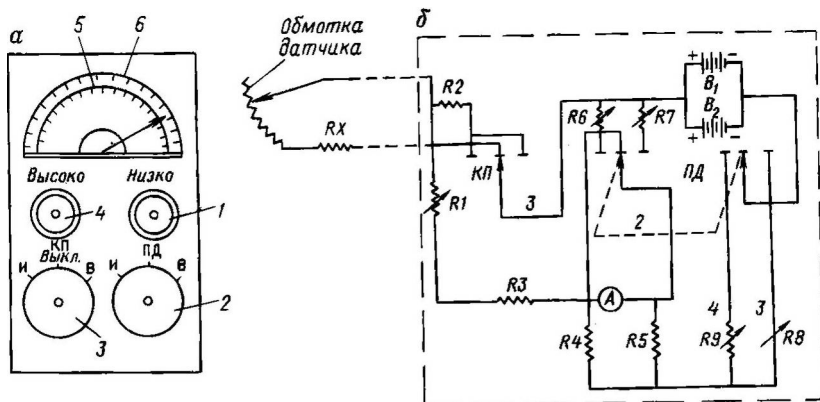


Рис. V. 7. Показывающий прибор индикатора натяжения проволоки фирмы "Камко": а – панель; б – электрическая схема

ных в скважину инструментов и проволоки (троса). Его устанавливают на пульте управления гидравлической лебедкой.

На лицевой панели а показывающего прибора расположены: справа – ручка 1 переменного сопротивления $R8$ ("Низко") и ручка 2 переключателя диапазонов ПД; слева – ручка 4 переменного сопротивления $R9$ ("Высоко") и ручка 3 калибровочного переключателя КП.

Калибровочный и диапазонный переключатели имеют три позиции: в среднем положении – "Выключено", в левом положении – "Низко", в правом положении – "Высоко".

Прежде чем приступить к проведению канатных работ с помощью гидравлической лебедки, необходимо калибровать индикатор натяжения проволоки. Следует подвесить силоизмерительный датчик с натяжным роликом на арматуре скважины и пропустить проволоку, натянутую от барабана лебедки к лубризатору, через блок, подвешенный на преобразователе. Затем подключить кабель к преобразователю и показывающему прибору. Далее в нагруженном и ненапряженном состоянии проволоки проводится калибровка показывающего прибора индикатора натяжения проволоки. После этого можно приступить к работе на гидравлической лебедке. Если вес проволоки и инструментов, спущенных в скважину, приблизится к значению, предельному для шкалы 6 диапазона "Низко", то переключатель диапазонов переставляется в позицию "Высоко" для считывания нагрузки по шкале 5.

С целью контроля за нагрузкой на проволоку при проведении канатных работ СПКБ "Нефтегазпромавтоматика" разработан измеритель натяжения проволоки ИН-1 [33].

ПРЕВЕНТОРЫ ДЛЯ ПРОВОЛОКИ (ТРОСА)

Для герметизации устья скважины и предотвращения открытого фонтанирования во время проведения канатных работ служит превентор, монтируемый под лубрикатором. Превентор обеспечивает полную герметизацию скважины с помощью двух плашек.

Применяются превенторы двух типов: с ручным и гидравлическим управлением. Кроме того, имеются аналогичные превенторы в антикоррозионном исполнении для работы в сероводородной среде. Применение каждого из этих типов превенторов обусловлено рабочими характеристиками скважин. Герметизация устья скважин с средним буферным давлением обеспечивается превентором с ручным управлением. Для скважин с высоким устьевым давлением применяется превентор с гидравлическим управлением. При необходимости используют превентор со сдвоенным комплектом плашек. Этот тип превентора применяют, когда необходимо иметь один комплект плашек в запасе (под малогабаритные трубы). Сменой плашек можно обеспечить герметичное уплотнение либо проволоки, либо троса.

Применяются превенторы отечественного и зарубежного производства.

Превентор (рис. V. 8), входящий в комплект оборудования ОУГ-80хх350, разработан сотрудниками Азинмаша. Превентор с ручным управлением состоит из корпуса 1, имеющего вертикальный проход диаметром 76 мм, крышек 3, плашек 2, винтов 4 и перепускного клапана 6.

Для соединения превентора с лубрикатором предусмотрено быстросвинчивающееся соединение, а для установки его на фонтанную арматуру — специальный фланец, присоединенный к буферной задвижке арматуры.

Плашки выполнены из пустотелого бронзового цилиндра с привулканизированными уплотнениями. От проворачивания плашки при перемещении ее предусмотрена шпонка 5. На наружной поверхности плашки имеются каналы для передачи давления за плашку, что облегчает ее перемещение и увеличивает прижатие плашек друг к другу при перекрытии устья скважины.

Для облегчения открытия превентора под давлением на боковой стенке корпуса установлен перепускной клапан 6, который уравнивает давление над и под плашками, т. е. в скважине и лубрикаторе. Для выравнивания давления необходимо вывернуть пробку перепускного клапана до упора в ограничительный винт. Снизить давление или спустить жидкость из лубрикатора после закрытия плашек превентора можно через спускной вентиль, расположенный на лубрикаторе.

Фирма "Боуэн" выпускает превенторы для канатных работ как с ручным, так и с гидравлическим управлением, с проходным диаметром от 62 до 170 мм, на рабочее давление 21–70 МПа. Уплотнения и прокладки превенторов выдерживают температуру до 230 °С.

На рис. V. 9 показан превентор фирмы "Боуэн" с гидравлическим управлением. Такие превенторы обеспечивают надежное и безопасное управление ими в условиях высоких устьевых давлений.

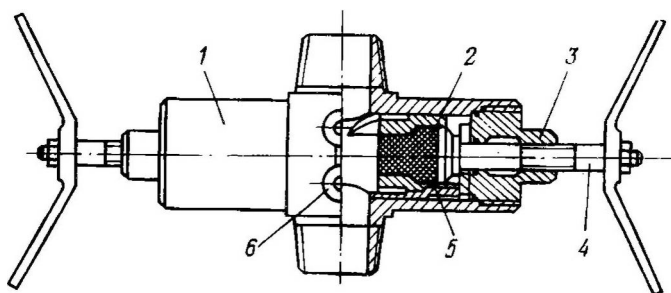


Рис. V. 8. Превентор ОУГ-80 x 350 конструкции Азиммаша

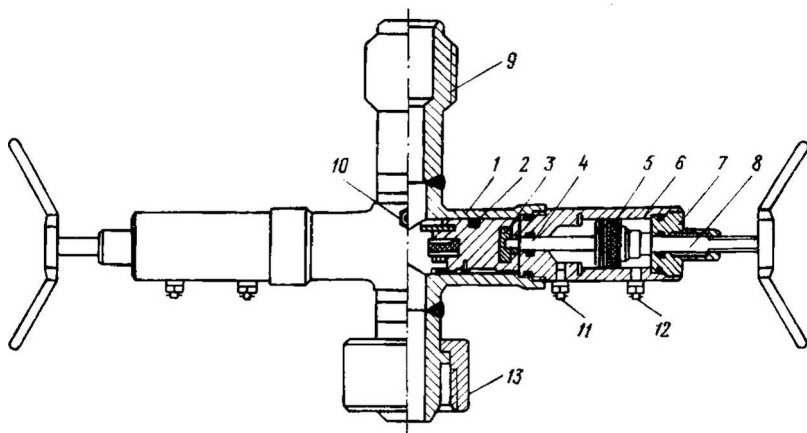


Рис. V. 9. Превентор фирмы "Боуэн", управляемый гидравлически

Гидравлический превентор (рис. V. 9) состоит из корпуса 1, плашек 2, цилиндров 6, поршней 5, крышек 7, шпинделя 8, перепускного клапана 10, фитингов 11, 12 и соединений 9, 13. Поршень 5, перемещаясь в цилиндре 6 под действием гидравлического давления, передвигает плашку 2. Гидравлическая жидкость для закрытия или открытия плашек превентора нагнетается в цилиндре через отверстия фитингов 11, 12, расположенные на его внешней стороне, к которым подсоединяются шланги от ручного насоса.

Поршень 5 снабжен штоком 4 с присоединенной к нему упорной гайкой 3, обеспечивающей сцепление с плашкой и ее перемещение.

Шпиндель 8 обеспечивает надежное закрытие плашек при необходимости, например, в случае выхода из строя гидравлической системы. Открыть плашки можно только при наличии давления в гидравлической системе.

Превентор с гидравлическим управлением оснащен уравнивающим (перепускным) клапаном 10 стандартного типа, которым оборудованы все без исключения превенторы фирмы "Боуэн".

Необходимая принадлежность гидравлического превентора для дистанционного управления плашками — ручной гидронасос.

Давление, необходимое для приведения в действие гидравлического превентора, составляет десятую часть давления на устье скважины, на которой смонтирован превентор.

Перед эксплуатацией превентор необходимо осмотреть и убедиться в его работоспособности. Следует проверить размер плашек и их соответствие для проведения работ с тросом или проволокой того или иного размера. Плашки проверяют путем наложения их торцовых поверхностей на применяемый трос или проволоку.

В зависимости от применяемого типа плашек вставляют между ними отрезок проволоки (троса), присоединенный к канатному замку. Затем к превентору подключают гидравлический ручной насос и создают давление 0,7—1,4 МПа, но не более, чтобы не выдавить резину плашек.

Открыв клапан на превенторе и создав давление в гидросистеме, возвращают плашки в открытое положение и убеждаются в полноте их открытия и выдвигании на равную величину.

Все превенторы имеют маркировку, указывающую положение его при монтаже на устье скважины. Следует знать, что в перевернутом положении превентор не обеспечивает герметичности.

При эксплуатации превентора необходимо, чтобы плашки находились всегда в крайнем открытом положении во избежание повреждения торцовых поверхностей, благодаря которым обеспечивается уплотнение проволоки или герметичность превентора.

Превенторы фирмы "Боуэн" имеют быстросвинчивающиеся соединения с обоих концов для присоединения их к лубрикатору и фонтанной арматуре.

ПРИСПОСОБЛЕНИЯ ДЛЯ МОНТАЖА ЛУБРИКАТОРА

Монтаж или демонтаж лубрикатора с превентором осуществляется с помощью подъемных механизмов.

Когда масса лубрикатора с превентором не превышает 2000 кг, используют ручную подъемную таль, облегчающую подъем и спуск лубрикаторных труб. В комплект подъемной тали входят (см. рис. V. 1) монтажная цепь с двумя крюками на концах, монтажная телескопическая мачта, стяжной ключ, канатный зажим и пеньковый канат (16 мм) с полиспастом. В центре тяжести лубрикатора монтируют хомут.

Телескопическую монтажную мачту, предназначенную для подъема лубрикатора до уровня буферного фланца фонтанной арматуры и удержания его в этой позиции при подсоединении и съеме канатных инструментов, устанавливают на одну из гаек фланцевого крепления фонтанно-компрессорной арматуры или на горизонтальную металлическую поверхность как можно ближе к вертикальной оси фонтанной арматуры.

Монтажная мачта состоит из трех концентрически расположенных труб. При использовании мачты трубы выдвигаются на необходимую высоту и фиксируются в этом положении благодаря ограничителям,

вставляемым в отверстия, расположенные в шахматном порядке на верхней и нижней монтажных трубах. Средняя труба снабжена рымом для подвески полиспаста.

После установки мачту обвязывают цепью со стволом фонтанной арматуры. С помощью стяжного ключа стягивают цепь, обеспечивая жесткое и надежное крепление мачты к арматуре.

Чтобы удержать проволоку с канатным инструментом выше плашек превентора, при монтаже и демонтаже лубрикатора на устье скважины используют специальный канатный зажим (см. рис. V. 1), прикрепленный цепочкой к лубрикутору. Этот зажим защемляет проволоку с подвешенным к ней инструментом, препятствуя его перемещению вниз.

Монтажную мачту можно легко и быстро смонтировать на устье скважины, используя малогабаритную лебедку, разработанную Азинмашем. В этом случае монтаж мачты осуществляется следующим образом.

На устье скважины, на переводнике, установленном на буферной задвижке фонтанно-компрессорной арматуры, монтируется кронштейн мачты. Мачту в горизонтальном положении устанавливают в паз кронштейна и фиксируют. Выдвигаются верхняя и нижняя секции мачты, которые фиксируются друг относительно друга штырем.

Далее мачта поднимается в вертикальное положение при помощи ручной лебедки и крепится в кронштейне.

Если масса лубрикатора превышает 200 кг, то при его подъеме и спуске используют подъемные установки для ремонта скважин. Если на скважине смонтирована буровая вышка или эклипс с талевой системой, то для подъема и спуска лубрикатора используют подъемный крюк. При проведении канатных работ на морских стационарных платформах лучше иметь специальный подъемный механизм (кран) с удлиненной стрелой.

При проведении подземного ремонта скважин с помощью инструмента, спускаемого в НКТ на проволоке или тросе, должны выполняться следующие требования, предъявляемые к фонтанно-компрессорной арматуре, установленной на устье скважины. Хотя фонтанно-компрессорная арматура — это устьевое эксплуатационное оборудование, тем не менее при канатных работах она, кроме своих основных функций, должна обеспечить беспрепятственный проход набора канатных инструментов через проходные отверстия ствола фонтанной елки, переводника или патрубка трубной подвески и запорных устройств (задвижек), установленных на стволовой части арматуры.

Диаметр этих отверстий должен быть таким, чтобы можно было свободно спускать на проволоке (тросе) в НКТ инструменты и приспособления всех видов.

Диаметр проходного отверстия ствола фонтанной елки и внутренний диаметр переводника трубной подвески должны быть того же номинального размера, что и внутренний диаметр НКТ. В этих условиях возможно будет пропустить канатные инструменты, размеры которых рассчитаны для работы в трубах данного размера.

Фонтанную арматуру, первоначально собранную на устье скважины,

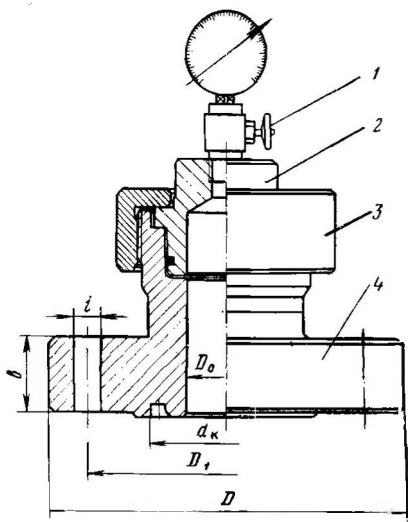


Рис. V. 10. Буферный фланец с быстро свинчивающимся соединением для монтажа лубрикатора

необходимо обследовать шаблоном длиной 1500 м в соответствии с размерами, приведенными ниже.

Номинальный размер проходного отверстия ствола фонтанной елки, мм	50	65	80	100
Диаметр шаблона, мм	48,3	59,6	72,8	97,3

В дальнейшем перед каждым ремонтом фонтанную арматуру шаблонуют для выявления отложений парафина или солей на внутренних ее стенках, которые необходимо перед проведением канатных работ очистить. Задвижки, снабженные указателем степени открытия и закрытия, предотвращают зацеп канатного инструмента за плашки, открытые не до отказа. В этом отношении надежность работы прямооточных задвижек выше, чем клиновых. Переводник или патрубок трубной подвески, на котором подвешивают НКТ, шаблонуют шаблоном как отдельно от фонтанной арматуры, так и в сборке с ней, чтобы через него проходил инструмент, предназначенный для работы в лифтовых трубах данного размера.

Для монтажа лубрикатора на фланец буферной задвижки фонтанной арматуры устанавливают и крепят болтами переводный фланец под превентор. Этот фланец подбирается в соответствии с типом фонтанной арматуры, смонтированной на скважине, и с резьбой на превенторе. При монтаже лубрикатора демонтируют буферный фланец и вместо него устанавливают переводной фланец.

С целью ускорения работ по монтажу лубрикатора на устье скважины желательно, чтобы фонтанная елка фонтанно-компрессорной арматуры была оборудована буферным фланцем 4 с быстросвинчивающимся соединением, гайкой 3 и глухой пробкой 2 (рис. V. 10). Глухая пробка снабжена игольчатым вентилем 1 и манометром. Перед монтажом лубрикатора удаляют глухую пробку 2 с гайкой 3, предварительно закрыв бу-

Таблица V. 1

Фонтанная арматура	Размеры, мм					
	D_o	D	D_1	d_k	b	i
АФ6-50×700	50	224	170	86,2	40	30
АФ6-65/50×700	65	230	184	102,8	48	24
АФ6аВ-80/65×700	78	270	216	119	58	30
АФК3а-65×210	65	195	160	102	48	22
АФК3а-65×350	65	195	160	102	40	22
1АФК-100ПС-210	100	295	235	160	75	34

ферную задвижку и разрядив пространство под пробкой, а затем монтируют на устье лубрикатор. После демонтажа лубрикатора вновь устанавливают глухую пробку 2, надежно затягивают гайку 3 и монтируют манометр.

Подобрать размер фланца (рис. V. 10) для требуемых условий можно, пользуясь табл. V. 1.

ГЛАВА VI.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ АГРЕГАТЫ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ КАНАТНЫХ РАБОТ

Основной механизм для проведения канатных работ в скважине — подъемная установка с гидроприводом лебедки (гидравлический агрегат). Работы, проводимые с ее помощью, резко отличаются от работ, осуществляемых посредством обычных агрегатов для глубинных исследований скважины (спуск скважинных приборов, замеры глубины расположения забоя и уровня жидкости и др.), так как гидравлический привод позволяет выполнять кроме спуско-подъемных операций сложные манипуляции (удары яссами вверх и вниз).

Гидравлические подъемные установки (лебедки) выполняются для различных условий транспортирования: в виде одного, двух и трех блоков при транспортировке на грузовых автомобилях, вертолетах, крановых судах и баржах (рис. IV. 1); на одно- и двухосных прицепах; на автомобилях, оборудованных специальными кузовами (рис. VI. 2).

Выпускают специальные лебедки для работы в холодном климате при температуре до -45°C .

Для выполнения операций с помощью инструмента, спускаемого на проволоке (тросе), на нефтяных и газовых промыслах Советского Союза применяются подъемные установки с гидроприводом лебедки как отечественного производства ЛСГ-1-Тр71, ЛСГ1К-131 и ЛСГ-16, так и зарубежных фирм "Отис", "Камко", "Бейкер".

Применение гидравлических установок для проведения канатных работ обусловлено как требованиями технологических процессов спуско-подъемных работ при герметизированном устье скважины, так и

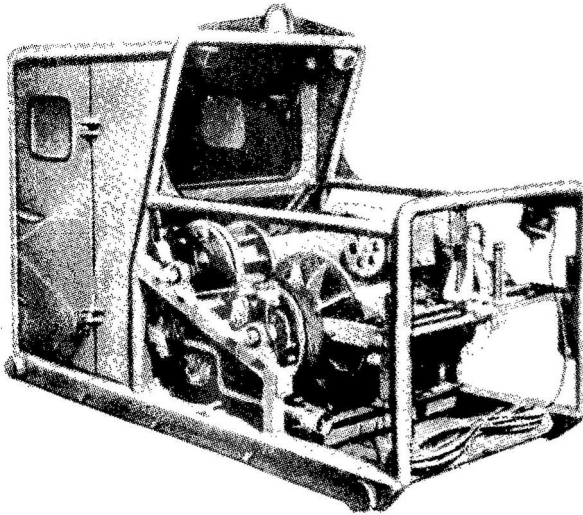
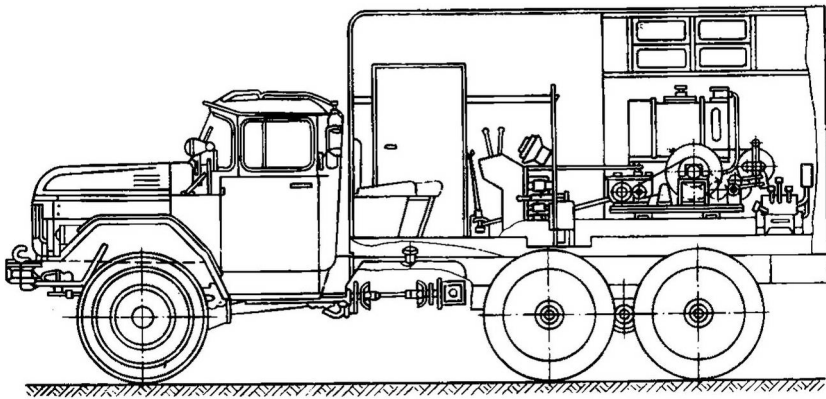


Рис. VI. 1. Однобарабанная гидравлическая лебедка фирмы "Бейкер", установленная на салазках

Рис. VI. 2. Гидравлическая лебедка ЛСГ-1К-131, установленная на автомобиле ЗИЛ-131А



наличием отработанных узлов гидрооборудования соответствующей мощности [25].

ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ

Технологическое оборудование отечественных установок унифицировано и отличается узлами привязки его к различным транспортным базам [27].

Установка ЛСГ1К-131 (см. рис. VI. 2) смонтирована на шасси автомобиля ЗИЛ-131А повышенной проходимости и состоит из узла привода, гидронасоса, лебедки, гидрооборудования, системы управления, контрольно-измерительных приборов. Оборудование размещено в закрытом

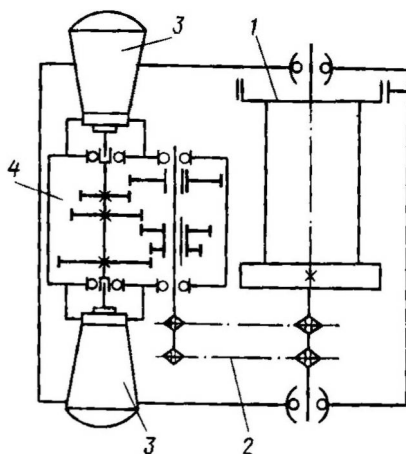
Рис. VI. 3. Кинематическая схема лебедки типа ЛСГ-1К-131

кузове, разделенном поперечной перегородкой на лебедочный и операторский отсеки. В операторском отсеке расположен централизованный пост управления лебедкой и двигателем автомобиля, от которого осуществляется привод лебедки. Этот отсек теплоизолирован и снабжен бензиновым отопителем, создающим в зимнее время при температурах окружающего воздуха до -40°C нормальные рабочие условия для обслуживающего персонала.

Кинематическая схема унифицированной лебедки (рис. VI. 3), смонтированной на установке ЛСГ1К-131, состоит из сборки барабанного вала 1, трехскоростной коробки передач 4 и цепной передачи привода барабана 2.

Для выполнения канатных операций (работы яссами) лебедка снабжена исполнительным органом, состоящим из гидронасоса и гидромотора. Привод лебедки ЛСГ1К-131 осуществляется от двух гидромоторов 3 с дроссельным регулированием. Передачу крутящего момента насосу осуществляет карданный вал, пуск насоса — фрикционная муфта сцепления приводного двигателя. Применение лебедки с приводом от высокооборотных гидромоторов и связь трансмиссии с барабаном через цепную передачу повышают возможность резкого пуска трансмиссии привода барабана (т. е. разгон ее в считанные секунды до максимальной скорости), необходимого при работе с канатной техникой. Увеличение мощности привода (29,4 кВт) позволяет работать с оборудованием и инструментами, подвешенными на проволоке, в осложненных условиях и на больших глубинах. Привод лебедки определяет натяжение ходового конца проволоки (троса), помноженное на линейную скорость его перемещения. Установка имеет ручной ленточный тормоз и винтовой укладчик проволоки. Трансмиссия установки включает трехскоростную коробку передач, позволяющую получать скорости подъема от 0 до 12,5 м/с и тяговое усилие до 12 кН.

Установка оснащена специальными механизмами и измерительными приборами, узлом укладчика проволоки, мерительным механизмом с указателем измерения глубины, датчиком и показывающим прибором измерения натяжения проволоки, которые позволяют оператору повысить качество проведения канатных работ. Мерительный механизм позволяет измерять глубину спуска канатного инструмента в скважину. Глубина спуска инструмента определяется промерами длины проволоки (троса) методом подсчета числа оборотов мерительного шкива, вокруг которого



проволока проходит один полный оборот. Число оборотов шкива заранее откалибровано на длину проволоки. Наиболее часто применяют шкивы, у которых один оборот соответствует длине проволоки в 0,61 м. Диаметр такого шкива в сантиметрах можно вычислить как $61/\pi$. Выбранный диаметр мерительного шкива с целью увеличения точности промера находится в строгом соответствии с показаниями указателя измерения глубины спуска канатного инструмента. Указатель устанавливают на пульте управления лебедкой.

Контроль за натяжением проволоки от веса инструментов и троса, спущенных в скважину, а также от нагрузки при ударах яссами во время спуско-подъемных операций проводится по индикатору натяжения проволоки (описан в гл. V), установленному в лебедке.

На установке ЛСГ1К-131 имеются приспособления для хранения и транспортировки всего применяемого при канатных работах оборудования, включая лубрикатор, превентор, мачту для монтажа лубрикатора и канатные инструменты.

В настоящее время установки ЛСГ1К-131 выпускаются заводом им. Касимова (Баку) серийно и применяются во всех районах, где используется канатная техника в скважинах с лифтовыми трубами диаметром до 89 мм и глубиной до 4000 м.

Установка ЛСГ-16 подготовлена к серийному производству в 1980 г. [31]. Это более мощная установка, которая позволяет осуществлять операции по ремонту скважин, оснащенных оборудованием для их заканчивания, с помощью инструментов, спускаемых как на проволоке, так и на тросе. Она предназначена для обслуживания скважин с большими диаметрами лифтовых труб (свыше 89 мм), проведения ударных операций на глубинах до 6500 м и в среде тяжелых растворов, а также ловильных работ, удаления парафина, спуска и подъема тяжелых желонков, шаблонов и другого оборудования в умеренной и холодной климатических зонах.

Установка ЛСГ-16 смонтирована на автомобиле "Урал-375" и по конструкции основных узлов в значительной степени унифицирована с установкой ЛСГ1К-131. Она также имеет гидроприводную однобарабанную четырехскоростную лебедку, кузов с отдельным отапливаемым отсеком для оператора, место для транспортирования комплекта инструментов для канатных работ и др. Мощная транспортная база установки обеспечивает ее проходимость по всем видам промышленных дорог. Лебедка позволяет развивать при ударных операциях скорость до 16 м/с, а при ремонтных работах с применением троса — тяговые усилия до 16 кН. Отбор мощности на привод насоса гидросистемы осуществляется от коробки дополнительного отбора мощности, а передача вращения на барабан лебедки — через гидромоторы.

Ниже приводится техническая характеристика установок ЛСГ.

	ЛСГ1К-131	ЛСГ-16А
Глубина обслуживания скважин, м, при диаметре, мм: проволоки		
2,5	4000	6500

1,8	7000	7000
троса		
4,76.	—	5000
Мощность привода лебедки, кВт.	29,4	63
Максимальное натяжение проволоки, Н	11000	16000
Диапазон скоростей подъема, м/с	0—12,5	0—16
Передаточные числа коробки скоростей лебедки	1,637; 1,00; 0,612	2,625; 1,637; 1,00; 0,612
Гидропривод лебедки	Объемный с дроссельным регулированием	
Максимальное давление, МПа.	16	16
Минимальный расход жидкости, л/мин.	140	280
Диапазоны измерения натяжения, Н.	0—10000	0—20000
Автомобиль	ЗИЛ-131А	“Урал-375”

ГИДРОСИСТЕМЫ И ГИДРОБОРУДОВАНИЕ УСТАНОВОК ТИПА ЛСГ

В установках ЛСГ применяются гидросистемы дроссельного регулирования с установкой дросселя параллельно напорной линии [25].

К преимуществам при использовании гидросистемы отечественных лебедок типа ЛСГ можно отнести бесступенчатость регулирования скорости движения барабана и плавность передачи крутящего момента; устойчивую работу привода на различных режимах нагружения с высоким к. п. д.; возможность осуществления торможения и пуска без использования фрикционных быстроизнашивающихся устройств; простоту и надежность предохранения оборудования от перегрузок и др. Все это позволяет успешно проводить такие сложные внутрискважинные операции, требующие высокой точности исполнения, как:

плавный спуск, подъем и остановку инструмента на заданной глубине внутри колонны НКТ;

быстрый разгон барабана лебедки для сообщения инструменту соответствующего ускорения при выполнении ударов вверх-вниз механическим яссом;

плавное увеличение натяжения проволоки при работе с гидравлическим яссом;

постоянное натяжение проволоки независимо от изменения направления нагрузки (исключается выброс инструмента под действием пластового давления или разматывание проволоки при посадке инструмента и снятие нагрузки);

спуск и подъем с постоянными скоростями;

предохранение привода от перегрузок;

проведение быстрого реверса.

В состав гидросистемы входят (рис. VI. 4) шестеренчатый насос 3, трехпозиционный четырехходовый распределитель 5 с ручным управлением, гидромотор 8, дроссель 10 с ручным управлением, обратный клапан 4 с регулированием давления, обратные клапаны 6, 7 и 14; предохранительные клапаны 9 и 12; предохранительный клапан 13 дистанционного управления, фильтр 2, манометры 15 и 11.

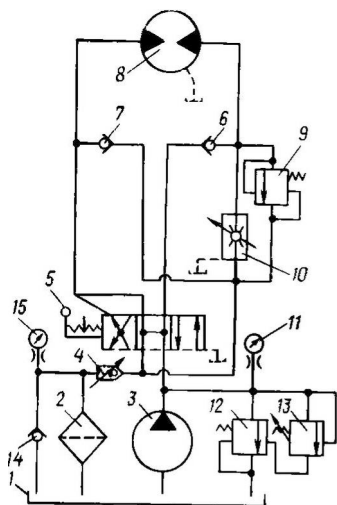


Рис. VI. 4. Гидросистема дроссельного регулирования установки ЛСГ

При нейтральном положении распределителя 5 рабочая жидкость от насоса 3 через открытый центр распределителя, клапан 4 и фильтр 2 сливается в бак 1. При этом давление в нагнетательной линии насоса зависит от суммарных сопротивлений трубопроводов, каналов распределителя, пружины клапана 4 и фильтра.

Для работы гидромотора 8 в тормозном режиме при любых скоростях вращения вала насоса указанное давление в зависимости от типа гидромотора должно быть не ниже определенного предела, что контролируется манометром 15. Давление регулируется изменением усилия

пружины клапана 4.

Параллельно фильтру 2 подключен обратный клапан 14, предохраняющий сливную линию от превышения давления при засорении фильтра.

Для сообщения барабану лебедки движения на подъем распределитель 5 переключается в левое (по схеме) положение, и дроссель 10 должен перекрыть поток рабочей жидкости в сливную линию. При этом рабочая жидкость направляется через обратный клапан 6 в гидромотор 8 и от него через сливной канал распределителя 5 в бак. Динамика процесса страгивания с места лебедки при этом зависит от характеристики дросселя 10 и времени управления им.

В табл. VI. 1 приведены рекомендованные Азинмашем применяющиеся сорта рабочих жидкостей для гидросистем лебедки.

Таблица VI. 1

Масло, применяемое		
летом	зимой	всесезонно
Масло гидравлическое МГ-20 или МГ-30 ТУ 38.10150-70	Масло гидравлическое зимнее МГЗ ТУ 38.101535-75	Масло АГМ-10 ГОСТ 6794-75
Масло гидравлическое ВНИИ НП-403 ГОСТ 16728-78	Масло гидравлическое МГЕ-4А ТУ 38.101573-75	Масло гидравлическое МГЕ-10А ТУ 38.101572-75
	Масло трансформаторное ГОСТ 10121-76	Масло гидравлическое всесезонное "ВМГЗ" ТУ 101479-74 Жидкость рабочая 7-506-3 ГОСТ 20734-75

Таблица VI. 2

Фирма	Мощность приводного двигателя, кВт	Диаметр проволоки, мм	Емкость барабана, м	Трансмиссия	Максимальная скорость, м/с	Максимальное натяжение, Н	Исполнение
"Камко" (США)	16***	2,34	4570	Насос Т1С-008 и гидродвигатель МС-042 — двухскоростная коробка — цепная передача — барабан	—	—	Силовой и лебедочный блоки на единой раме
"Камко" (США)	29***	2,34	6100	Насос фирмы "Денисон" Т1С-017 и гидродвигатель Денисон М1С-042 — четырехскоростная коробка — цепная передача — барабан	9,0	8000	Силовой и лебедочный блоки на рамах. Силовой и лебедочный блоки в спецкузове автомобиля
"Отис" (США)	26	2,08 2,43	5500 4570	Насос и гидродвигатель Денисон — четырехскоростная коробка — цепная передача — барабан	9,45	12700	Силовой и лебедочный блоки на рамах
"Отис" (США)	55 или 66	Канат	5200	Пластинчатые насос и мотор — четырехскоростная коробка — цепная передача — барабан	13,3	26000	Силовой и лебедочный блоки для вертолетной транспортировки Силовой и лебедочный блоки на отдельных рамах
		Канат	4570		11,7	29800	
"Камко" (США)	59*	2,08	7600	Пластинчатые насос (Т2-038) и мотор (М1-117) — четырехскоростная коробка — раздаточный редуктор — цепные передачи — барабан	—	—	Силовой и лебедочный блоки на отдельных рамах, в спецкузове автомобиля
		2,34	6100				
		Канат	6100				
		4,76	4200				
"Бейкер" (США)	66***	2,34	7600	Пластинчатые насос (Т2-038) и мотор (М1-117) — четырехскоростная коробка — раздаточный редуктор — цепная передача — барабан	14,8 12,7	22600 30400	Силовой и лебедочный блоки на отдельных рамах в спецкузове автомобиля
		Канат	6100				

*** При скорости вращения вала двигателя 2200 об/мин.

** При скорости вращения вала двигателя 300 об/мин.

* При скорости вращения вала двигателя 2250 об/мин.

ЗАРУБЕЖНЫЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ

Фирмы "Отис", "Бейкер" и "Камко" (США) выпускают для проведения канатных работ значительное число типоразмеров лебедок с гидроприводом мощностью привода барабана от 22 до 73,5 кВт.

Зарубежные гидравлические установки для проведения канатных работ классифицируются по установленной мощности привода лебедок. К классу средних отнесены лебедки с мощностью привода до 36,7 кВт, тяжелых — до 54 кВт.

Параметры лебедок средней мощности незначительно отличаются друг от друга (табл. VI. 2).

Фирма "Отис" унифицирует конструкции методом блочной комплектации. Для типоразмерного ряда лебедок фирма изготавливает сливные блоки трех типов, представляющие собой дизельный привод мощностью 25, 55 и 66 кВт.

Все фирмы применяют одни и те же схемы гидросистемы привода лебедок независимо от их класса.

Гидросистема привода лебедок фирмы "Камко" большей мощности выполняется по схеме параллельного дроссельного регулирования с применением механических коробок скоростей. Эта система аналогична гидросистеме лебедок, применяемых на отечественных установках. Указанная гидросистема универсальна, поскольку наряду с регулированием скорости вращения барабана возможно его торможение гидравлическим тормозом при свободном вращении под действием веса груза.

Фирмы "Бейкер" и "Отис" применяют одинаковые схемы гидросистем привода лебедок с одним четырехходовым распределителем и закрытым центром линии гидромотора. Рабочие кромки корпуса распределителя и золотника при бесступенчатом переключении образуют дросселирующий эффект. Указанные схемы представляют собой схемы дроссельного регулирования с последовательным изменением расхода рабочей жидкости.

Отличительная особенность этой схемы — применение для привода вентилятора системы охлаждения гидромотора, скорость вращения которого регулируется в зависимости от степени нагрева рабочей жидкости. В системах охлаждения, применяемых другими фирмами, привод вентилятора осуществляется от основного двигателя внутреннего сгорания, приводящего гидронасос.

Следует отметить, что для всех двухбарабанных лебедок привод обоих барабанов осуществляется от одного гидромотора через трех- или четырехскоростную коробку и трансмиссионный вал цепными передачами.

В гидроприводах лебедок всех американских фирм применяются насосы и гидромоторы пластинчатого типа фирмы "Денисон". Рабочее давление этих насосов и моторов равно 14 МПа, подача насосов — от 70 до 280 л/мин. Пластинчатые гидромоторы имеют хорошую пусковую характеристику, обеспечивающую необходимую технологию проведения спуско-подъемных работ со скважинными клапанами.

ГЛАВА VII ТЕХНОЛОГИЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ КАНАТНОЙ ТЕХНИКИ

Технологический процесс подземного ремонта скважин с помощью канатной техники довольно сложен. Тщательное и своевременное изучение всего технологического процесса, точное выполнение установленных правил – залог ускоренного, безаварийного, безопасного и качественного ремонта скважин.

До начала ремонта конкретной скважины работники, осуществляющие канатные работы, должны совершенно явно представлять себе каждую операцию, технологический процесс, увязав его с геолого-техническими особенностями данной скважины. Последовательное и правильное проведение всех без исключения операций по ремонту скважины в соответствии с нарядом-заданием и геолого-техническими условиями гарантируют безаварийный и качественный ремонт и быстрейший ввод скважины в эксплуатацию.

Ниже приводятся основные технологические процессы при подземном ремонте с помощью канатной техники.

Учитывая, что имеются операции, характерные для подавляющего большинства видов подземного ремонта с помощью канатной техники, нам вначале приведена технология выполнения этих характерных операций, а затем уже рассмотрена последовательность проведения канатных работ при освоении скважин после бурения и технология отдельных видов подземного ремонта.

Технология операций, характерных для всех видов канатных работ

Подготовительные операции

Для обеспечения высокопроизводительной, безаварийной и безопасной работы и создания условий для проведения подземного ремонта с помощью канатной техники решающее значение имеет своевременная подготовка рабочего места, оборудования и приспособлений. Поэтому до начала подземного ремонта с помощью инструмента, подвешенного на проволоке, необходимо тщательно подготовить комплект канатного инструмента и оборудования (рис. VII. 1), проверить состояние лубрикатора, превентора, талевой системы и гидравлической лебедки, чтобы быть уверенным в их работоспособности, подготовить специальную площадку (мостки) на устье скважины для безопасного ведения работ и площадку для гидравлической лебедки.

Стационарные или переносные мостки у ствола фонтанной арматуры должны обеспечить безопасное передвижение людей при монтаже и демонтаже превентора с лубрикатором.

Настил мостков (рабочей площадки) должен находиться на уровне нижнего фланца буферной задвижки фонтанно-компрессорной арматуры

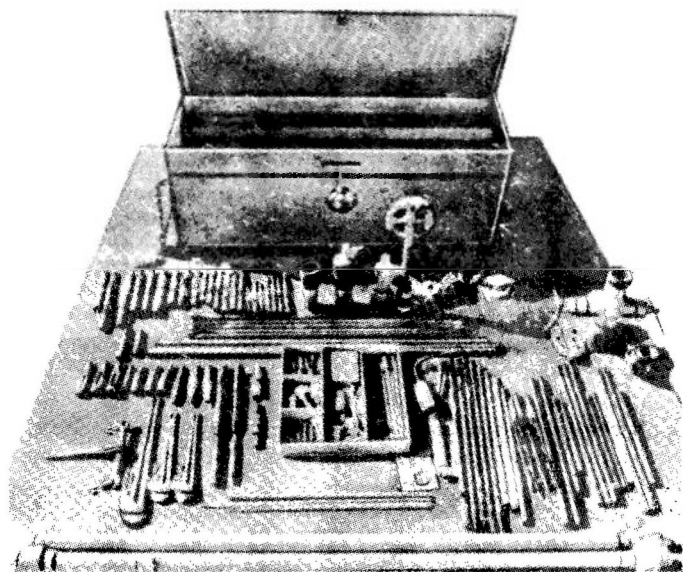


Рис. VII. 1. Комплект канатного инструмента и оборудования для проведения работ на скважине

Диаметр, мм		Глубина установки, м	Спускное оборудование
наружный	внутренний		
141	76	0,7	Переводник
89	76		НКТ 89 мм
128	72	101,5	Ниппель для клапана отскаателя
98	62	1560	Переводник
86	58,6	3100	НКТ 73 мм
73	62		Циркуляционный клапан
114	50,6	3110	Пакер
85	59	3120	НКТ 60 мм
73	62		Ниппель
83	60	3130	Срезной клапан

Рис. VII. 2. Карта подземного оборудования скважины

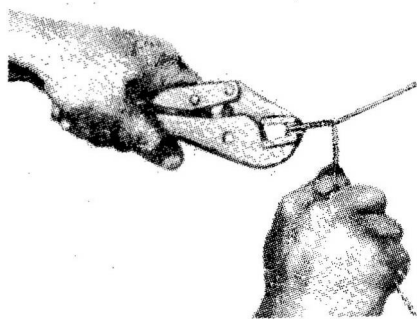


Рис. VII. 3. Устройство для крепления проволоки

и иметь люк для проволоки, движущейся от ролика сальника лубриката-
тора к натяжному ролику.

Чтобы предотвратить ошибки при сборе комплекта канатного оборудо-
вания и инструмента для транспортировки его на скважину, необхо-
димо использовать план проведения канатных работ в совокупности
с данными карты подземного оборудования (рис. VII. 2), выполненной
в соответствии с геолого-эксплуатационной характеристикой конкретной
скважины.

Выбор места и ориентацию гидравлической лебедки относительно
устья осуществляет мастер по подземному ремонту скважин канатной
техникой. Установка и ориентация гидравлической лебедки проводятся
таким образом, чтобы оператор за пультом лебедки имел в поле зрения,
при монтаже и демонтаже лубрикатора, возможно более полный вид
устья скважины и видел подаваемые оператором, находящимся на устье,
сигналы, а при канатных работах — сальник лубрикатора и натяжной
ролик. Оптимальное расстояние от лебедки до устья скважины 15–20,
а угол перегиба проволоки на натяжном ролике $-90^{\circ} \pm 2$. Кроме того,
следует предусмотреть, чтобы направление протянутой к скважине про-
волоки (каната) было бы перпендикулярным к оси барабана лебедки и
направлению ветра. Это нужно для того, чтобы искры из глушителя
не могли попасть на скважину, а брызги и газ не попадали на лебедку.

Прежде чем приступить к проведению канатных работ, необходимо
на буферной задвижке фонтанно-компрессорной арматуры смонтировать
лубризатор и превентор. Это позволит проводить канатные операции
в скважине под давлением.

Монтаж лубрикатора осуществляется на устье скважины в следующей
последовательности (см. рис. V. 1).

На фонтанно-компрессорной арматуре закрывают буферную задвиж-
ку. Снижают давление под буферным фланцем и, освободив болты на
буферном фланце, снимают его. Затем устанавливают и закрепляют
переводную катушку под превентор. Далее, установив монтажную мачту
на одну из гаек фланцевого соединения фонтанно-компрессорной ар-
матуры, обвязывают ее цепью. Талевый полиспаг следует растянуть на
мостках у устья скважины и укрепить на мачте. Выдвигают первую сек-
цию мачты, затем — вторую. Мачту стягивают цепью при помощи специ-
ального стяжного ключа. На полу буровой укладывают противовыбросовый
превентор, первую и вторую секции лубрикаторных труб, сальниковый
узел. Сматывают проволоку с барабана лебедки и протягивают до устья
скважины, где оператор, пропустив ее через верхний блок и сальниковый
узел лубрикатора, крепит ее к устройству для закрепления проволоки,
используя специальный ключ для зажима шайбы (рис. VII. 3).

Для снижения силы трения проволоки о сальник рекомендуется
несколько расширить отверстие уплотнительных втулок сальника перед
установкой в сальник. Для этого в качестве расширителя используют
кусочек проволоки несколько большего диаметра, чем применяемая.

Присоединив грузовые штанги к устройству для закрепления про-
волоки, соединяют первую и вторую секции лубрикаторных труб и пре-

вентор между собой, после чего следует пропустить грузовые штанги вовнутрь собранного лубрикатора и соединить сальниковый узел со второй секцией лубрикатора. Следует убедиться в надежном привинчивании герметизирующей гайки к корпусу сальника во избежание ее выброса при создании давления в лубрикаторе.

Набор канатных инструментов komponуют таким образом, чтобы они по длине, с выдвинутыми гидравлическим и механическим яссами, могли уместиться в лубрикаторе. Если этого сделать не удастся, то следует применить третью секцию лубрикатора. Датчик индикатора натяжения с кабелем и натяжной ролик надежно крепят к фонтанно-компрессорной арматуре. Проволоку вставляют в натяжной ролик и крепят на лубрикаторе канатным зажимом.

Лубрикатор, закрепив крючком талевого полиспаста, следует поднять до уровня переводной катушки. Затем конец грузовой штанги выводят из лубрикатора и присоединяют к ней механический и гидравлический яссы. На ясс навинчивают подготовленный для спуска необходимый инструмент. Подтягивая конец талевого каната, устанавливают лубрикатор с превентором на переводной катушке и закрепляют его. На лубрикатор навинчивают трехходовой вентиль с манометром. Закрыв превентор и открыв вентиль на лубрикаторе, открывают буферную задвижку на фонтанно-компрессорной арматуре, предварительно закрыв струнные задвижки с целью прекращения восходящего газожидкостного потока по лифтовым трубам. Убедившись в герметичности превентора, закрывают спускной вентиль на лубрикаторе и медленно повышают в нем давление с помощью перепускного клапана на превенторе, чтобы предотвратить внезапное увеличение давления. Проверив лубрикатор на герметичность, открывают превентор для спуска инструмента в скважину.

Монтаж и демонтаж лубрикатора с превентором в значительной степени можно ускорить, применив вместо буферного фланца специальную накидную гайку (см. рис. V. 10), монтируемую на фонтанно-компрессорной арматуре действующих скважин. В этом случае необходимо, снизив через вентиль давление под закрытой буферной задвижкой, отвинтить гайку и извлечь заглушку. После этого на резьбу навинтить присоединительную гайку превентора.

Если при монтаже лубрикатора используют специальные подъемные устройства (например, в ВПО "Оренбурггазпром" при монтаже лубрикатора применяют агрегат "Бакинец-ЗМ"), то лубрикатор с целью подъема его над фонтанно-компрессорной арматурой следует оснастить специальным элеватором или хомутом для захвата его подъемным крючком.

При монтаже лубрикатора и превентора с дистанционным гидравлическим управлением сальником и плашками (см. рис. V. 1) необходимо соблюдать осторожность, чтобы не повредить присоединенные к ним гидравлические рукава.

После монтажа лубрикатора гидравлические шланги присоединяют к насосам, установленным на устье скважины.

Следует отметить, что от качества монтажа лубрикатора с превентором и их выбора, в соответствии с ожидаемым буферным давлением,

зависит надежная работа канатной техники, особенно в глубоких скважинах с высоким давлением на устье.

Демонтаж устьевого оборудования проводится в обратной последовательности.

Спуско-подъемные операции

Спуско-подъемные операции составляют обязательный элемент любого текущего ремонта с применением инструмента, спускаемого на проволоке (тросе).

Инструменты, спускаемые в скважину на проволоке, как правило, состоят из стандартного набора, включающего устройство для закрепления проволоки (троса), грузовые штанги, гидравлический и механический ясы, шарнирное соединение. К стандартному набору присоединяется специальный инструмент и технологическое оборудование.

Перед спуском набора канатных инструментов в скважину их резьбовые соединения плотно закрепляются. Перед завинчиванием резьбу следует очистить от грязи. Резьба должна быть сухой, несмазанной. При свинчивании канатных инструментов и оборудования торцы резьбовых соединений должны полностью сойтись. Свинчивание проводят раздвижными ключами.

Размер и тип канатного инструмента выбираются в зависимости от цели предстоящих работ, внутреннего диаметра спущенных в скважину НКТ и оборудования, а также размера и типа посадочного ниппеля или устройства, установленного в нем.

К канатным работам разрешается приступить после остановки скважины, т.е. после прекращения движения газожидкостного потока в лифтовых трубах. В фонтанной скважине должны быть закрыты струнные задвижки фонтанно-компрессорной арматуры, а в компрессорной скважине, кроме того, должно быть снижено давление в затрубном пространстве до трапного. Глушить скважину при канатных работах не следует.

Оператор подготавливает лебедку к спуску, предупреждает о пуске лебедки и запускает ее согласно инструкции по эксплуатации. Во время работы гидравлической лебедки оператор, управляющий ею, периодически проверяет давление, уровень масла и температуру.

Режим работы гидравлической лебедки, обнаруженные неполадки и их ликвидацию отмечают в вахтенном журнале.

Перед началом канатных работ устанавливают нулевую отметку по индикатору натяжения проволоки и счетчику длины проволоки. В начале спуска необходимо несколько метров проволоки (троса) смазать, чтобы снизить начальную силу трения проволоки о сальник.

Спускают инструмент на проволоке без резких остановок и торможений, плавно, на заданную глубину, со скоростью не выше 0,7–0,8 м/с и постоянно следят за показаниями индикатора натяжения проволоки и счетчика глубины. Бесперывное наблюдение за показаниями индикатора ведут для того, чтобы постоянно контролировать вес спускаемых на проволоке инструментов. Уменьшение веса при спуске свидетель-

ствует о том, что инструмент достиг уровня жидкости или появилось какое-то препятствие в трубах. Снижение веса может быть следствием повышенного трения инструмента о трубы в скважинах с сильно искривленным стволом. Полная потеря веса, зафиксированная индикатором, бывает вызвана такими причинами, как обрыв проволоки, дефект индикатора натяжения или шланги (кабеля), соединяющего индикатор с показывающим прибором на пульте управления лебедкой, припятие в трубах (например, инструмент достиг ниппеля). Увеличение нагрузки свидетельствует о зацеплении инструмента за ловильную головку клапана или же о прихвате инструмента в трубах. Пропуски через сальник в скважине с высоким пластовым давлением могут вызвать замерзание в сальнике. На этот факт указывает неравномерная сила натяжения проволоки или полное прекращение ее движения. Для устранения этого целесообразно вводить через лубрикатор метанол.

Первый этап спуска инструмента, если лифтовые трубы предварительно не обследованы шаблоном, проводится на пониженной скорости. Убедившись в чистоте труб, можно развивать нормальную для канатных работ скорость спуска инструмента. Тем не менее всякий раз при прохождении через трубные переводники или оборудование, установленное в НКТ, следует снижать скорость. На глубине несколько меньшей (на 30–40 м) места проведения работ необходимо остановить спуск и зафиксировать вес инструмента по индикатору натяжения, затем зафиксировать вес инструмента при его подъеме. Продолжают спуск, но уже на пониженной скорости.

Чтобы при спуске инструмента преодолеть выталкивающую силу, действующую на проволоку у сальника (см. рис. V. 4), необходимо определить требуемое число (длину) грузовых штанг по формуле

$$L = \left(\frac{\pi d^2}{4} \rho \right) / P,$$

где d — диаметр проволоки, м; ρ — давление на устье скважины, МПа; P — вес 1 м штанги, Н.

Однако в практике рекомендуется в скважинах под давлением 14 МПа и ниже применять штанги длиной 1,5 м, чтобы при ударных операциях иметь достаточную нагрузку для среза штифтов в спускных и подъемных инструментах и при установке и извлечении инструментов из ниппеля. Вес замка для проволоки, ясов и шарнирных соединений используется как дополнительная нагрузка для преодоления трения при прохождении проволоки через сальник.

С повышением давления на устье скважины выше 14 МПа вес штанг следует увеличивать. При диаметре штанг 38 мм на каждые дополнительные 7 МПа добавляется 0,6 м, при диаметре штанг 48 мм — 0,3 м.

Например, для скважин под давлением 21 Мпа следует использовать штанги (диаметром 48 мм) общей длиной 1,8 м.

Определить вес канатного инструмента и проволоки в скважине можно, пользуясь формулой $b = (\rho_m - \rho_{ж}) / \rho_m$, где b — коэффициент

облегчения инструмента и проволоки в жидкости, $\rho_{\text{м}}$ — плотность стали, равная $7,8 \text{ г/см}^3$; $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости.

При работах в глубоких скважинах, заглушенных глинистым раствором высокой плотности ($1,6\text{--}1,9 \text{ г/см}^3$), необходимо в стандартный набор инструментов добавлять одну или две грузовые штанги для увеличения веса инструмента, что позволяет повысить эффективность ударов механическим яссом на большой глубине в вязкой среде. В наклонно-направленных скважинах в этих случаях в стандартном наборе предусматривается дополнительно один или два шарнирных соединения на расстоянии $1\text{--}1,5 \text{ м}$ друг от друга для придания гибкости колонне спускаемых инструментов.

При установке и съеме газлифтных клапанов шарнирное соединение следует помещать между гидравлическим яссом и нижней грузовой штангой.

При подъеме канатного инструмента следует (так же, как и при спуске) проходить через трубные переводники или установленное в НКТ оборудование с меньшей скоростью. Скорость подъема необходимо уменьшать, когда до устья остается $80\text{--}100 \text{ м}$.

После того как инструмент будет втянут в лубрикатор, вручную, оттягиванием проволоки, следует приподнять его и на слух, по простукиванию, убедиться в том, что инструмент находится выше превентора. Затем, подтянув инструмент до упора в сальник лубрикатора, следует закрыть превентор или буферную задвижку.

Осторожно открыв спускной вентиль на лубрикаторе и снизив давление в нем до атмосферного, отвинчивают нижнюю гайку, приподнимают его, и, выпустив проволоку на $1\text{--}1,5 \text{ м}$, вытаскивают инструмент из лубрикатора для проверки и замены срезных штифтов на специальном инструменте или смены его. В стандартном наборе инструментов проверяют на работоспособность механический и гидравлический яссы. При каждой сборке инструментов следует проверять установленный штифт на специальном инструменте и менять его при необходимости.

Соединяют инструменты между собой на весу и плотно стягивают встык. При обнаружении поломок, нарушений взаимодействия деталей инструмент следует передать в мастерскую.

Если операция с канатным оборудованием будет проводиться на той же глубине, на которой ведутся работы предыдущей операции, то, присоединяя проволоку к замку, следует отрезать ее конец (длинной $10\text{--}15 \text{ м}$) с целью смещения участка, находившегося в наиболее тяжелых условиях работы.

Определение длины проволоки при канатных операциях

При проведении канатных операций необходимо уточнить глубину установленного на НКТ посадочного ниппеля.

Известно, что при спуске в скважину канатного инструмента длина проволоки, фиксируемая счетчиком замера длины проволоки, не отве-

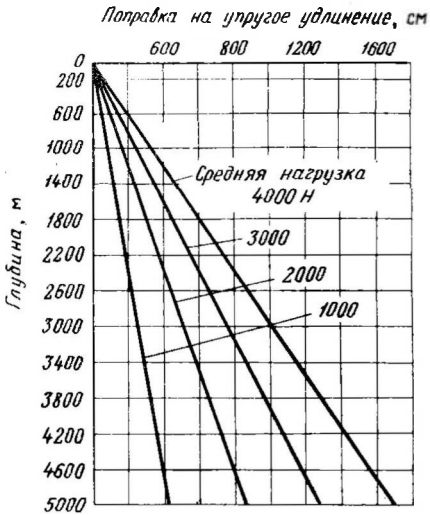


Рис. VII. 4. График к определению поправки на упругое удлинение проволоки

чает действительности, т.е. глубина, на которой проводятся канатные операции, не соответствует истинной. Для приведения ее в соответствие с действительной величиной необходимо сделать подсчет глубины, сопровождающийся внесением ряда поправок, например, на температурное удлинение, упругое удлинение, длину инструмента от низшей точки до замкового устройства.

При подсчетах результатов изменений оператор, управляющий лебедкой, обязан принять все зависящие от него меры, чтобы результат

подсчета был как можно ближе к действительности. Поэтому нужно тщательно учесть и оценить условия, в которых находилась проволока при отсчете: ее натяжение, температуру и т.д. Оценив эти условия, можно точнее определить поправки, вытекающие из этих условий. При соблюдении указанного можно получить весьма точные результаты, что очень важно для эффективного проведения канатных операций, особенно в глубоких скважинах.

Поправку на температуру можно определить, зная длину проволоки, опущенной в скважину, и среднее значение увеличения температуры в скважине [39].

Поправка на упругое растяжение определяется, исходя из значения длины проволоки, подвергнутой растяжению ($d = 2,34$ мм) и величины среднего растягивающего усилия. Длина растягиваемого конца устанавливается по счетчику измерения длины проволоки. Среднее растягивающее усилие подсчитывается известным путем [39]. При спуске в скважину инструмента, подвешенного на проволоке, вес его определяется суммой весов каждого из инструментов, входящих в сборку. Он может быть равен 300–900 Н и изменяться в зависимости от среды, в которой находится канатный инструмент.

Величину натяжения верхнего конца проволоки фиксируют по индикатору веса. Эта величина равна весу канатного инструмента плюс вес всей находящейся в скважине проволоки.

В промежутке между этими двумя крайними положениями растягивающая сила равномерно возрастает.

Среднее натяжение всей проволоки при свободном подвесе канатного инструмента равно полусумме сил, растягивающих проволоку на нижнем и верхнем концах.

Если натяжение проволоки по индикатору равно F (инструмент не упирается в ниппель), а нагрузка нижнего конца равна σ , то среднее натяжение проволоки $F_{\text{ср}} = (F + \sigma) / 2$.

Зная $F_{\text{ср}}$ и длину растягиваемого конца H , определяют упругое удлинение проволоки при свободном подвесе инструмента в соответствии с замером НКТ, спущенных в скважину (рис. VII. 4). При прочих равных условиях (постоянство веса канатного инструмента, плотности жидкости, которой заполнена скважина, и т.д.) эта величина для заданной глубины остается неизменной. Коррективы следует выносить при изменении компоновки сборок канатного инструмента. По такой же методике можно определить среднее натяжение всей проволоки при зафиксированном в ниппеле замке и вытянутом не до упора механическом яссе, а также при ударных манипуляциях, когда канатный инструмент сцеплен с замком и вес его равен весу инструментов, расположенных над механическим яссом. Эти расчеты необходимы при ударных операциях для определения соответствия длины проволоки, наматываемой на барабан лебедки, длине выдвигания штока механического ясса в скважине.

Проведение ударов яссами

Как уже отмечалось, основной исполнительный механизм набора канатных инструментов, спускаемых в скважину, — это ясс. С помощью ударных импульсов механическим или гидравлическим яссами осуществляется подавляющее большинство канатных операций: установка и съём замковых устройств с присоединенным к ним технологическим оборудованием, приемных клапанов; открытие и закрытие циркуляционных клапанов (типа “скользящая гильза”); отсоединение и соединение разъединителя колонн; чистка НКТ от парафина и солей; удаление пробок гидростатической желонкой; отсоединение и соединение в скважине спускных и подъемных инструментов; снятие оттисков на печати, ловильные операции и т.д.

В стандартный набор инструментов включают для осуществления ударов вверх и вниз механический ясс (рожковый, трубчатый или шарнирный), для осуществления удара вверх — гидравлический ясс. Причем гидравлический ясс обязательно устанавливают над механическим. В противном случае при ударах гидравлическим яссом часть энергии ударного импульса будет затрачиваться на закрытие расположенного над ним механического ясса. Кроме того, если в результате вытекания масла из ясса или повышения давления в масляной камере шток гидравлического ясса застревает, то сила ударов механическим яссом резко снижается. И снижается гораздо больше, чем если бы он находился над гидравлическим. Нельзя применять в сборке гидравлический ясс без механического.

При работе яссами за 30—40 м до места проведения ударов спуск инструмента приостанавливают и фиксируют нагрузку по индикатору натяжения проволоки. Затем медленно спускают инструмент до полной

посадки его на посадочный ниппель, циркуляционный клапан или на ловильную головку залавливаемого устройства.

При работах по захвату ловильной головки дают небольшую натяжку для определения, надежно ли захвачена головка.

Медленно и плавно приподнимают инструмент и по индикатору натяжения и счетчику глубины фиксируют момент, когда шток механического ясса окажется в верхнем положении (нагрузка на индикаторе натяжения начнет резко расти). После этого можно приступать к проведению ударов яссами.

Удары вниз механическим яссом проводятся при необходимости аварийного съема инструмента или забивании клапана в ниппель. В этом случае барабану лебедки сообщается ускорение, необходимое для того, чтобы стержень механического ясса ударился о корпус, который срезал бы штифт и освободил инструмент, соединенный с корпусом. Минимальную конечную скорость v_1 , которую нужно сообщить стержню механического ясса, чтобы срезать штифт, можно определить по формуле потерь кинетической энергии при неупругом ударе двух тел [25] для идеальных условий работы:

$$T = m_1^2 v_1^2 / [2 (m_1 + m_2)], \quad (\text{VII. 1})$$

где T — кинетическая энергия в конце удара; $m_1 = m_{\text{сТ}} + m_{\text{пр}}/3$ — приведенная масса стержня механического ясса; $m_{\text{сТ}}$ — масса стержня; $m_{\text{пр}}$ — масса проволоки; m_2 — масса корпуса ясса.

Указанная кинетическая энергия равна работе, совершаемой при срезе штифта.

Тогда

$$v_1 = \frac{\pi d}{2 m_1} \sqrt{\frac{m_1 + m_2}{2}} n \tau d, \quad (\text{VII. 2})$$

где d — диаметр штифта; τ — напряжение среза материала штифта (в процессе среза напряжение принимается постоянным); n — число сечений среза.

Для осуществления удара вниз яссом плавно поднимают его поршень до тех пор, пока индикатор натяжения не покажет минимальное значение натяжения проволоки. При этом необходимо точно управлять лебедкой — своевременно затормозить барабан механическим тормозом. Сила удара вниз зависит от разгонной характеристики привода барабана, массы инструмента и проволоки над штоком механического ясса. Для нанесения легких ударов величину ударного импульса вниз можно уменьшить, приподнимая шток не на полную длину хода или же спуская его с меньшей скоростью.

При ударах вниз необходимо приподнимать инструмент не более чем на длину хода штока, ориентируясь на показания счетчика глубины и зафиксированный ранее перед посадкой вес инструмента при подъеме.

Подъем инструмента на большую высоту при установке, например, замков или обратных приемных клапанов приводит к выходу их из

посадочного ниппеля. При многократных ударах это может привести к задирам уплотнительных манжет замка или приемного клапана.

Не следует перепускать проволоку (трос) после удара вниз. Перепуск проволоки (троса) может привести к возникновению "жучков".

Удары вверх механическим яссом. Инструмент медленно опускают вниз, пока шток ясса не сядет на нижний упор кожуха, и затем быстро поднимают до удара штока о верхний упор. Останавливают подъем, когда нагрузка на проволоку (трос) по индикатору натяжения достигнет величины, допустимой для данного типоразмера проволоки (троса) и конкретных условий работы. После фиксации удара вверх сразу же плавно опускают инструмент, чтобы предотвратить вытягивание штока гидравлического ясса и подготовиться к следующему удару. Величину ударного импульса вверх можно регулировать скоростью подъема и натяжением проволоки.

Если при подъеме инструмента в процессе выполнения удара вверх по индикатору натяжения наблюдается увеличение натяжения проволоки, а затем резкое его снижение, следовательно срезные штифты срезаны и инструмент можно извлечь из скважины.

Удары вверх гидравлическим яссом. Медленно приподнимают инструмент и при достижении величины натяжения проволоки 2800–3800 Н останавливают подъем и фиксируют барабан лебедки тормозом. Под действием силы натяжения проволоки шток плунжера гидравлического ясса (см. рис. IV. 7) перемещается вверх, выдавливая масло из верхней полости корпуса по кольцевому зазору в нижнюю полость под плунжером. Шток с плунжером перемещаются медленно (ввиду очень малого зазора между плунжером и корпусом) до тех пор, пока плунжер не окажется в верхней с большим внутренним диаметром полости корпуса. В этот момент скорость движения плунжера вверх мгновенно увеличивается (под действием сил упругости растянутой проволоки). Одновременно увеличивается скорость перетока масла из верхней полости корпуса в нижнюю, что вызывает гидравлический удар, и плунжер с силой подбрасывается вверх, ударяя о верхний упор корпуса.

Ударный импульс, создаваемый гидравлическим яссом, пропорционален силе натяжения проволоки и массе грузовых штанг над яссом.

О срабатывании ясса судят по снижению нагрузки, регистрируемой индикатором натяжения. Время срабатывания, как уже отмечалось выше, зависит от натяжения проволоки (троса), а также от вязкости масла и температуры в скважине.

При необходимости проведения повторного удара гидравлическим яссом инструмент опускают и полностью передают вес грузовых штанг на головку штока. Под действием веса грузовых штанг шток полностью загоняется в корпус, а масло через обратный клапан в плунжере перетекает из нижней полости в верхнюю. Эта операция занимает обычно 6–8 мин. Гидравлический ясс готов к повторному удару вверх. Сила удара вверх гидравлическим яссом намного превышает силу удара механическим яссом. Однако повторный удар гидравлическим яссом может оказаться менее эффективным, чем первый, так как шток с плунжером

полностью не спустились в первоначальное (нижнее) положение. Это возможно по следующим причинам: недостаточен вес грузовых штанг, искривлен ствол скважины, вес штанг не полностью передан на шток, вытекло масло или в корпус попал газ после первого удара и т.д.

Удар гидравлическим яссом дает хороший эффект на глубинах более 1000 м, на малых глубинах натяжение проволоки для осуществления удара гидравлическим яссом может даже привести к обрыву проволоки, ввиду незначительного влияния сил упругости проволоки на деформацию ее при растяжении.

Необходимо указать, что направление и силу ударов яссами следует учитывать при подготовке канатного инструмента и в процессе осуществления ударов. Так, например, при извлечении замка цанговым инструментом, освобождающимся ударами вверх (см. рис. IV. 20), срезной штифт на инструменте не должен срезаться раньше, чем произойдет освобождение замка из посадочного ниппеля. Прочность этого штифта должна быть такой, чтобы он выдержал ударные нагрузки, которые требуются для извлечения замка из посадочного ниппеля при нормальных условиях. В то же время, если замок прихвачен в ниппеле, то штифт должен срезаться раньше (освобождая инструмент), чем нагрузки на проволоку (трос) превысят ее прочностные характеристики.

Лучше, если извлечение замка в подобных случаях будет осуществляться цанговым инструментом, освобождающимся ударами вниз. Но и тогда прочность срезного штифта на цанговом инструменте должна быть достаточной, чтобы предотвратить непреднамеренный срез его (и освобождение инструмента) при посадке инструмента на ловильную головку замка.

При открытии и закрытии циркуляционных клапанов ("скользящих гильз") фирмы "Бейкер" удары, проводимые для проталкивания толкателя ниже клапана, должны быть несильными. В противном случае можно срезать контрольные срезные штифты, не переместив подвижную втулку, и операцию придется повторить. Удары же, проводимые для перемещения втулки скользящей гильзы (после зацепления ее инструментом), должны быть значительно сильнее.

При работах на небольших глубинах, например, при посадке или съемке клапана-отсекателя на глубине 100—150 м, нередко осуществляют удары механическим яссом вручную, без использования гидропривода лебедки. Для этого, посадив инструмент на ловильную головку спущенного или извлекаемого устройства, руками оттягивают проволоку в сторону, на длину хода механического ясса, и резко отпускают ее (для удара вниз) или рывком оттягивают проволоку и плавно отпускают ее (для удара вверх).

Проведение ударов яссами — одна из ответственных операций, от исполнения которой во многом зависит успешность канатных работ и время, затрачиваемое на их выполнение. Качество ударов яссами определяется квалификацией и навыком работы оператора, проводящего удары. Удар должен быть резким, фиксированным. Это должен быть именно ударный импульс, имеющий четкие границы начала и окончания его действия.

Посадка и сьем замковых устройств

Все канатное оборудование, предназначенное для осуществления технологических операций в скважине, спускают в НКТ на проволоке (тросе) и устанавливают в посадочных nipple'ах совместно с замковыми устройствами.

В настоящем разделе рассмотрены особенности технологии посадки и сьема замковых устройств, конструкция и принцип работы которых описаны в гл. IV.

Перед проведением работ по установке или сьему замковых устройств особое внимание следует обратить на тип замкового устройства, конструкцию его ловильной головки, типоразмер и конструкцию присоединенного к замку устройства. Необходимо подобрать соответствующие спускной и подъемный инструменты, присоединяемый к ним уравнительный шток.

Установка непроходных замков, а также кулачковых и цанговых фиксаторов включает следующие основные операции: спуск замка и присоединенного к нему устройства; посадку замка на непротускающий заплечик непроходного посадочного nipple'а; проведение ударов яссом вниз для вбивания замка в nipple'ю, выдвижения кулачков в проточку nipple'а и фиксации его; осуществление ударов яссами для отсоединения спускного инструмента; подъем инструмента на поверхность.

Извлечение этих замков состоит из следующих основных операций: спуск подъемного инструмента; захват ловильной головки с одновременным вводом уравнительного штока в выравнивающий переводник или в устройство, присоединенное к замку (например, в клапан-отсекатель); выравнивание давления в трубах над и под замком; проведение ударов яссами для втягивания кулачков и извлечения замка из посадочного nipple'а; подъем замка с устройством на поверхность.

Для захвата ловильной головки замка и ввода уравнительного штока в большинстве случаев достаточно передать полный вес стандартного набора на подъемный инструмент. Однако иногда необходимо произвести один-два легких удара вниз. Захват ловильной головки замка проверяется натяжением проволоки после посадки инструмента.

Если установленное в скважине с помощью замка устройство (например, предохранительный клапан-отсекатель, глухая пробка, обратный нагнетательный клапан и другие) перекрывает проходное сечение труб, необходимо выравнивать давление в трубах над и под этим устройством и лишь после этого приступать к извлечению замка. Следует отметить, что выравнивание давления в НКТ через перепускной клапан, установленный под замком, происходит довольно медленно. Перепускные отверстия клапана имеют диаметр 3--4 мм (всего этих отверстий обычно четыре). Выравнивание давления в трубах контролируется по манометру на лубрикаторе.

Установка проходных замков несколько сложнее. При установке такого замка в проходном посадочном nipple'е, не имеющем непротускающего заплечика, необходимо застопорить замок в nipple'е, а затем уже ударами яссом обеспечить фиксацию кулачков в проточке посадочного nipple'а.

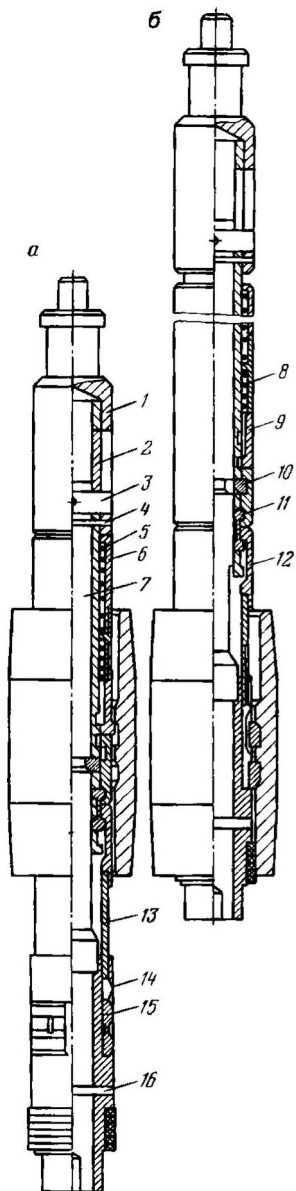


Рис. VII. 5. Подземное оборудование при посадке и съеме замкового устройства фирмы "Отис"

Рассмотрим подробнее установку и съём проходного замка фирмы "Отис" с помощью спускного инструмента типа X (рис. VII. 5).

Как указывалось в гл. IV, в этом случае на спускном инструменте должен отсутствовать зазор между ловильной головкой 1 инструмента и корпусом 6 пружины 5, а собачки 9 должны выступать из корпуса инструмента. В этом положении инструмент с присоединенным к нему устройством спускается в скважину.

По достижению глубины установки ниппеля проводят механическим яссом серию ударов вниз, в результате которых инструмент должен пройти через посадочный ниппель. Затем инструмент извлекают из ниппеля, проведя при этом серию ударов вверх (рис. VII. 5, а). Так как размер инструмента за счет выступающих локаторных собачек 9 значительно больше, чем проходное отверстие ниппеля, собачки цепляются за стенки ниппеля и, сжав пружину 5, входят в кольцевую расточку втулки 2. При этом замок клапана-отсекателя закрывается на величину зазора, появившегося между ловильной головкой 1 и корпусом 6 пружины 5, 8, а собачки 15 под действием пружины 14 выступают из корпуса замка (рис. VII. 5, б). Одновременно с этим шпонка 10 выходит из зацепления с сердечником 7, и он остается зафиксированным от перемещения в продольном пазу ловильной головки 1 только одним срезным штифтом 4. Далее проводится серия ударов вниз. Собачки 15 упираются в прямоугольную кромку проточки ниппеля. Дальнейшими ударами вниз срезают штифт 4. Но сердечник заштифтован также и срезным штифтом 16, по прочности превосходящим срезной штифт 4, поэтому перемещается вниз корпус 6 инструмента, а расширительная втулка 13 полностью входит в замок и фиксирует его в ниппеле.

В позиции, когда сердечник 7 с пальцем 3 находится в крайнем верхнем положении профрезерованного паза, удерживающие собачки 11 находятся против кольцевой проточки сердечника и утапливаются в ней, освобождая инструмент от зацепления с ловильной головкой замка 12.

Таким образом, при подъеме втулка 2 инструмента полностью выйдет из ловильной головки замка, а сердечник 7 инструмента будет зафиксирован только одним срезным штифтом 16, который срежется при совершении ударов вверх. В этой позиции замок с клапаном посажен в ниппеле, а спускной инструмент ударами вверх гидравлического или механического ясса освобождается от соединения с штифтом 16 и поднимается на поверхность.

Установка замкового устройства фирмы "Отис" в непроходном ниппеле проще, чем в проходном, собачки замка ориентируются против проточки посадочного ниппеля в момент, когда происходит соприкосновение бурта замка с непронускающим заплечиком ниппеля. В остальном все работы повторяются в описанной выше последовательности.

Чтобы извлекать замок фирмы "Отис" из ниппеля, необходимо спустить на стандартном наборе канатных инструментов спуско-подъемный инструмент типа GS (см. рис. IV. 19). Легкими ударами вниз вводят инструмент в ловильную головку замка клапана. Убедившись в захвате головки при натяжении проволоки, ударами вверх извлекают замок и поднимают его вместе с присоединенным к нему устройством на поверхность.

Предварительно необходимо выравнять давление над и под клапаном, установленным под замком, путем нагнетания жидкости в трубы или спуска совместно со спуско-подъемным инструментом уравнительного штока, удерживающего клапан в открытом положении.

Управление циркуляционными клапанами механического действия (типа "скользящая гильза")

Управление (открытие и закрытие) циркуляционными клапанами с помощью специального инструмента (толкателя), спускаемого на проволоке или тросе, позволяет проводить без подъема НКТ такие виды текущего подземного ремонта скважин, как глушение скважины, оборудованной пакером, обработка забоя химическими реагентами, снижение уровня жидкости в скважине, изменение глубины ввода рабочего агента в газлифтных скважинах, возраст на вышележащие горизонты, выборочное отключение или подключение эксплуатационных объектов при одновременно-раздельной эксплуатации, объектов для закачки при одновременно-раздельной закачке и др. Кроме того, способ управления циркуляционными клапанами перемещением внутренней подвижной втулки с помощью толкателя используется в ряде конструкций газлифтных и ингибиторных клапанов, разъединителей колонн, штуцерных разделителей потока, забойных регуляторов и т.д.

Поэтому наряду с установкой и съемом замковых устройств управление циркуляционными клапанами — это операция, характерная, а нередко и основная в комплексе канатных работ, проводимых в скважине.

Управление циркуляционными клапанами заключается в спуске толкателя, зацеплении его за подвижную втулку клапана и перемещении этой втулки ударами вверх или вниз (в положение "открыто" или "закрыто").

Направление перемещения подвижной втулки определяется конструкцией клапана (см. рис. III. 3) и расположением втулки при спуске клапана в скважину. Конструкция циркуляционного клапана позволяет спускать его как в положении, изображенном на рисунке (перемещение подвижной втулки для открытия проводится ударами вверх), так и в повернутом на 180° положении (открытие — ударами вниз).

Перед проведением канатных работ по открытию или закрытию в скважине циркуляционных клапанов необходимо:

1. Уточнить типоразмер, направление перемещения подвижной втулки и подобрать соответствующий толкатель для каждого клапана.

2. Наметить наиболее оптимальный вариант проведения работ (какие клапаны открыть, какие закрыть и в какой последовательности). Это особенно важно при работах толкателем, не позволяющим избирательно открывать и закрывать клапаны.

3. Определить перепад давления в остановленной скважине на уровне расположения циркуляционных клапанов и принять меры для выравнивания давления. Проведение при необходимости замеров давления в трубах скважин глубинным манометром.

Если выравнивать давления в трубах и затрубье не удастся или же имеются какие-либо сомнения в том, что давление на уровне циркуляционного клапана выравнено, то лучше, когда трубное давление немного превышает (на 1–2 МПа) затрубное. Это хотя и затрудняет операцию, так как перепад давления воздействует на уплотнительные манжеты клапана, расширяет их и препятствует перемещению подвижной втулки, а следовательно, для открытия клапана потребуется большее число ударов, но гарантирует от подброса инструмента в момент открытия клапана.

Управление циркуляционными клапанами посредством толкателя конструкций ОКБ Нефтемаш, а также фирм "Отис" и "Камко" в зависимости от направления перемещения подвижной втулки проводится следующим образом.

Для перемещения подвижной втулки вверх толкатель спускают в положении, показанном на рис. IV. 21. Спущенный толкатель должен пройти через клапан. Доспускают его на 3–4 м ниже клапана и медленно приподнимают, внимательно следя за показаниями индикатора натяжения. Натяжение проволоки (порядка 1000–1200 Н) свидетельствует о зацеплении плашек толкателя за запечик верхней проточки подвижной втулки (см. рис. III. 3). Ударами вверх механическим яссом перемещают подвижную втулку, пока толкатель не выйдет из зацепления. Для проверки 2–3 раза приподнимают толкатель на 3–4 м выше клапана и вновь доспускают его на столько же ниже клапана.

Когда толкатель свободно проходит через клапан, операция завершена. После извлечения толкателя на поверхность проверяют контрольный срезной штифт и, если он цел, то, следовательно, операция завершена успешно.

При перемещении подвижной втулки удары вверх следует проводить механическим яссом и лишь в исключительных случаях — гидравлическим яссом. Удары механическим яссом обеспечивают постепенное пере-

мещение подвижной втулки, что позволяет в некоторой степени выравнять давление в процессе открытия клапана.

Для перемещения подвижной втулки вниз толкатель спускают в положение, повернутом на 180° относительно изображаемого на рис. IV. 21. Спуск стандартного набора с толкателем останавливают за 20—30 м до глубины расположения нужного циркуляционного клапана и, зафиксировав нагрузку по индикатору натяжения, плавно доспускают инструмент. Толкатель остановится, когда торцевая поверхность плашек упрется в заплечик нижней проточки подвижной втулки (см. рис. III. 3). Вес всей сборки инструментов полностью передается на заплечик. Ударами яссом вниз перемещают подвижную втулку до тех пор, пока толкатель не пройдет через клапан вниз. Несколько раз для проверки пропускают толкатель через клапан, допуская его на 3—4 м ниже клапана и приподнимая над клапаном на такую же высоту. Если толкатель проходит через клапан без ударов, то операция завершена. Толкатель извлекают на поверхность и проверяют, не срезан ли на нем контрольный срезной штифт. Если штифт цел, то операция завершена успешно. В противном случае повторяют операцию.

Для перемещения подвижной втулки вверх или вниз обычно достаточно 12—15 ударов механическим яссом. Однако бывают случаи, когда для этого необходимо и значительно большее число ударов, причем в процессе операции приходится даже несколько раз заменять срезанный контрольный штифт на толкателе.

Управление циркуляционными клапанами с помощью толкателя фирмы "Бейкер" несколько отличается от описанного выше.

На рис. VII. 6 изображено положение, в котором спускают толкатель 1 при перемещении подвижной втулки циркуляционного клапана 2 вверх. Обычно открывают эти клапаны перемещением подвижной втулки вверх, а закрывают перемещением ее вниз, для чего нужно перевернуть инструмент.

Перед спуском толкателя необходимо проверить расстояние (см. рис. IV. 22) от нижней кромки кольцевого выступа на зажимном патроне до собачек (размер А). Это расстояние для некоторых размеров циркуляционных клапанов указано ниже.

Максимальный наружный

диаметр толкателя, мм.	48,1	58,6	70,5	72,1	95,1	98,2	143,8
Размер А, мм.	399	422	435	435	576	573	599

Для перемещения подвижной втулки вверх (открытие клапана) спуск толкателя приостанавливают за 30—40 м до глубины расположения циркуляционного клапана, приподнимают и фиксируют вес инструмента. Очень медленно допускают инструмент до установки его в клапане. Приподнимают инструмент на 2—3 м. Нагрузка на проволоку (трос), превышающая зафиксированную ранее, свидетельствует о том, что зажимной патрон вошел в уплотнительное отверстие посадочного ниппеля, встроеного в конструкцию клапана. В этом случае не следует пытаться

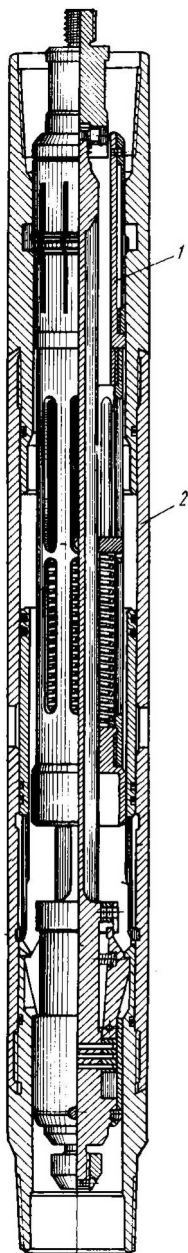


Рис. VII. 6. Циркуляционный клапан и толкатель фирмы "Бейкер"

переместить подвижную втулку вверх, так как собачки толкателя не зацепятся за нижний торец втулки. Нужно легкими ударами вниз протолкнуть толкатель через клапан, а затем сильными ударами вверх извлечь его из клапана, поднять на несколько метров выше и вновь допустить до установки в клапане. При ударах вверх нельзя допускать, чтобы вес набора инструмента полностью передавался на толкатель, во избежание зацепления собачек за торец верхнего переводника циркуляционного клапана.

Если же нагрузка не превышает ранее зафиксированную и, следовательно, зажимной патрон остановился над уплотнительным отверстием, то плавно передают вес стандартного набора на толкатель. Собачки толкателя выдвигаются и зацепляются за нижний торец подвижной втулки. Натяжением проволоки (2000 — 2500 Н) проверяют зацепление и ударами яссом вверх перемещают подвижную втулку, пока толкатель не выйдет из клапана. Приподнимают толкатель на несколько метров выше и повторяют операцию, пытаясь зацепить собачки толкателя за подвижную втулку. Если это сделать не удается, значит подвижная втулка перемещена в верхнее положение (клапан открыт). Поднимают толкатель и проверяют контрольные срезные штифты. Срез этих штифтов указывает на то, что втулка не переместилась в верхнее положение и операцию необходимо повторить.

Для перемещения подвижной втулки вниз (закрытие клапана), зафиксировав вес инструмента и допустив его до установки в клапане, проводят несколько ударов вниз, чтобы протолкнуть зажимной патрон через уплотнительное (как в посадочном nipple) отверстие циркуляционного клапана. Далее проводят еще несколько ударов вниз, чтобы протолкнуть толкатель через клапан.

Спустив толкатель ниже циркуляционного клапана на 5—6 м, медленно поднимают его. Небольшое натяжение проволоки при прохождении толкателя через клапан указывает на то, что зажимной патрон остановился в нижней расточке подвижной втулки и собачки вошли в зацепление с ней.

Передачей веса всего набора инструментов на толкатель проверяется зацепление собачек.

Ударами яссом вниз перемещают подвижную втулку до тех пор, пока толкатель не выйдет из клапана. После этого, допустив толкатель ниже циркуляционного клапана (на 5—6 м), приподнимают его на несколько метров выше клапана. Если собачки не зацепятся за внутреннюю втулку, следовательно, подвижная втулка в нижнем положении (клапан закрыт). Следует повторить эту операцию два — три раза. Затем необходимо спустить толкатель ниже циркуляционного клапана на несколько метров и быстро поднять, чтобы втянуть зажимной патрон толкателя в уплотнительное отверстие нижнего переводника клапана. Далее медленно, без удара, допустив инструмент и закрыв яссы, проводят несколько ударов вверх для перемещения зажимного патрона через оба уплотнительных отверстия клапана. Подняв толкатель на поверхность, проверяют, не срезаны ли контрольные штифты.

Использование толкателя позволяет избирательно открывать или закрывать любой из установленных на НКТ циркуляционных клапанов фирмы "Бейкер" одного и того же размера. В том случае, если при спуске инструмента верхний клапан открыть не требуется, следует двумя-тремя легкими ударами вниз осторожно протолкнуть через верхние клапаны толкатель и продолжать спуск инструмента вниз до клапана, подлежащего открытию.

Если при подъеме канатного инструмента требуется открыть верхний циркуляционный клапан вслед за открытием одного из нижних клапанов одного и того же размера, то следует при достижении выше-расположенного клапана пройти его на большой скорости. При этом клапан открыт не будет, так как перемещение зажимного патрона на толкателе не произойдет.

ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

Ввод в эксплуатацию законченных бурением скважин, оснащенных полустационарным оборудованием, сопровождается комплексом операций, в числе которых существенное место занимают канатные работы, выполняемые как организационно неделимая часть основного процесса окончания строительства скважин, и только в последующем, при эксплуатации, ремонты с помощью канатной техники приобретают планомерно-предупредительный характер и выполняются без подъема НКТ.

Рассмотрим процесс оснащения скважины полустационарным оборудованием, обеспечивающий эффективное применение канатных операций при освоении и последующей эксплуатации скважины.

Прежде чем приступить к оснащению скважины подземным оборудованием, в мастерской проводят его подготовку (сборку, проверку, шаблонировку, опрессовку и тарировку отдельных узлов) и транспортируют на скважину.

Обсадную колонну скважины обследуют шаблоном соответствующего диаметра. Место посадки пакера обрабатывают специальным скребком также соответствующего размера. Комплект подземного оборудования (срезной клапан, посадочный ниппель, пакер, телескопическое

соединение, циркуляционные клапаны механического действия, клапан-отсекатель или ниппель для клапана-отсекателя с изолирующей заглушкой или скважинные камеры и т.д.) спускаются в скважину на предварительно опрессованных и прошаблонированных НКТ на глубину, определенную планом проведения работ.

После монтажа фонтанной арматуры и манифольда закачивают воду в центральный канал с выходом в затрубье для замещения глинистого раствора водой. Далее сбрасывают шар в НКТ на седло срезного клапана и созданием давления в трубах устанавливают гидравлический пакер в обсадных трубах. Срезают седло срезного клапана. Пакер опрессовывают на соответствующее давление сверху и снизу. В процессе замещения глинистого раствора водой и установки пакера соблюдают все необходимые меры, обеспечивающие успешную и надежную пакеровку скважины [11] и дальнейшее проведение канатных работ. Поэтому важно, чтобы в процессе всех без исключения работ, связанных с прокачкой жидкости в НКТ, на устье скважины применялось специальное фильтрующее устройство, вмонтированное в нагнетательную линию и предотвращающее попадание в НКТ посторонних предметов.

Если скважина не фонтанирует, то инструментом, спускаемым на проволоке, извлекают изолирующую заглушку из ниппеля для клапана-отсекателя и затем, открыв верхний циркуляционный клапан механического действия, возбуждает скважину газом или азацией. Канатные работы проводятся через установленный на буфере фонтанно-компрессорной арматуры лубрикатор с превентором соответствующего размера, рассчитанным на ожидаемое пластовое давление.

ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ В СКВАЖИНЕ

Использование канатной техники в скважинах, оснащенных полустационарным оборудованием, позволяет проводить без подъема НКТ многие виды подземного ремонта.

Рассмотрим каждый из этих видов ремонта в отдельности.

Опрессовка колонны насосно-компрессорных труб

Опрессовка НКТ заключается в следующем: проходное сечение труб перекрывают глухой пробкой или обратным клапаном, которые устанавливают с помощью канатной техники в непроходном посадочном ниппеле, расположенном под пакером, и затем нагнетают жидкость в полость труб при помощи цементировочного агрегата. После опрессовки труб глухая пробка или обратный клапан легко извлекается на поверхность при помощи цангового инструмента. Но прежде следует выравнять давление над и под клапаном, открыв перепускные отверстия инструментом, спускаемым на проволоке. Для этого из глухой пробки извлекают шток, а у приемного клапана перемещают кожух вверх. Обе операции сводятся

к следующему. Цанговый инструмент спускают до ловильной головки и легким ударом вниз механическим яссом залавливают клапан, в чем убеждаются по возрастанию нагрузки на индикаторе натяжения проволоки. Затем ударами вверх вытягивают шток или кожух корпуса. Возможна опрессовка НКТ также по частям, если использовать посадочные ниппели, встроенные в циркуляционные клапаны механического действия, разделитель колонн, телескопическое соединение и т.д.

Глушение скважины

При оснащении скважины полустационарным оборудованием над пакерующим устройством (при однопластовом заканчивании) или над верхним пакером (при раздельном заканчивании на несколько пластов) предусматривается установка циркуляционного клапана механического действия с целью глушения скважины.

При открытии циркуляционного клапана механического действия с целью глушения скважины возможны следующие ситуации:

1. Затрубное пространство от пакера до устья заполнено жидкостью, а в НКТ пластовое давление снизилось, и не равно, в результате длительной эксплуатации продуктивного объекта, гидростатическому.

2. Затрубное пространство частично заполнено жидкостью, а пластовое давление равно гидростатическому давлению или выше давления гидростатического столба жидкости, находящейся в межтрубном пространстве.

В первом случае перед открытием циркуляционного клапана необходимо осуществить следующие операции, чтобы выравнять давление на уровне клапана в трубном и межтрубном пространствах.

Необходимо закрыть скважину и, подняв канатным инструментом клапан-отсекатель, спустить на проволоке глухую пробку или обратный клапан и посадить в ниппель под пакером. С помощью агрегата прокачать воду в НКТ с периодическим выпуском газа из них. Заполнив трубы жидкостью и тем самым выравняв давление над и под клапаном, спустить на проволоке толкатель и открыть циркуляционный клапан ударами механическим яссом.

Во втором случае сначала проводят съем клапана-отсекателя и посадку глухой пробки, используя канатную технику, затем измеряют уровень жидкости в межтрубном пространстве скважины с помощью эхолота, а в трубах с помощью скважинного манометра — давление на уровне циркуляционного клапана. Уточнив давления (трубное и межтрубное) на уровне клапана, заливают в межтрубное пространство расчетный объем воды для выравнивания давления. После этого открыт циркуляционный клапан над пакером с помощью инструмента, спускаемого на проволоке, не представляет труда.

Далее посредством разъединителя колонны отсоединяют НКТ от пакера и поднимают их из скважины вместе с дефектным оборудованием. В посадочном ниппеле, над пакером или же во встроенном телескопическом соединении устанавливают глухую пробку. Таким образом, за-

давливать скважину глинистым раствором при глушении не требуется. Тем самым предупреждается загрязнение пласта.

Практика показывает, что при длительной эксплуатации скважины открытие циркуляционных клапанов механического действия требует проведения значительного числа ударов механическим и гидравлическим яссами. Поэтому целесообразно во время оснащения скважины полустационарным оборудованием циркуляционный клапан для глушения устанавливать на трубах так, чтобы открытие клапана осуществлялось ударами вверх. Это позволяет использовать и гидравлический ясс.

Для глушения скважин применяют также специальные клапаны, устанавливаемые в скважинных камерах (подобно газлифтному клапану) над пакером. При необходимости глушения скважины создается избыточное давление в затрубье. Штифты клапана срезаются, обнажаются циркуляционные отверстия, через которые осуществляется глушение.

Ремонт и смена фонтанной елки фонтанно-компрессорной арматуры:

Использование канатной техники позволяет проводить ремонт и смену фонтанной елки без глушения скважин. Демонтаж на действующей скважине фонтанной елки, смена пришедших в негодность центральной задвижки или (при отсутствии соосности отдельных сборок и задвижек фонтанной елки) крестовика, или тройника для обеспечения проходимости клапана-отсекателя через вертикальный ствол елки осуществляют следующим путем. Работы сводятся к тому, чтобы изолировать скважину с давлением, действующим на фонтанную елку. С этой целью используют клапан-отсекатель, закрывая его принудительно, либо глухую пробку с посадкой ее в один из ниппелей, расположенных в нижней части НКТ или скважинном оборудовании (телескопическое соединение, циркуляционный клапан). Если скважина оснащена клапаном-отсекателем, используют его запорный орган. При отсутствии клапана-отсекателя в скважине используют, как правило, глухую пробку. Предпочтение глухой пробке отдается в связи с тем, что ее можно устанавливать не только в верхнем ниппеле, предназначенном для клапана-отсекателя, но также и в ниппелях, расположенных ниже, требующих канатный инструмент меньшего размера, чем наружный диаметр клапана-отсекателя.

Посадка глухой пробки в ниппель проводится после остановки скважины путем закрытия центральной, если она исправна, или боковых задвижек фонтанной арматуры. Устанавливают на буферной задвижке лубрикатор. Спустив на канатном инструменте глухую пробку соответствующего типоразмера и посадив ее ударами вниз механическим яссом в посадочный ниппель, перекрывают площадь сечения труб. Затем открывают буферную задвижку и снижают через вентиль на лубрикаторе давление в трубах до атмосферного. Убедившись в герметичности глухой пробки (или клапана-отсекателя), демонтируют фонтанную елку и меняют в ней любую (включая центральную) задвижку или узел. Завершив ремонт, вновь монтируют фонтанную елку. Извлечение глухой пробки

из посадочного nipples осуществляют через установленные на буфере фонтанной арматуры лубрикатор и превентор после выравнивания давления над и под клапаном.

С этой целью в скважину спускают стандартный набор инструментов с цанговым (ловильным) инструментом. Доводят инструмент до ловильной головки глухой пробки и, захватив ее, легкими ударами вверх механическим яссом извлекают телескопический шток, перекрывающий боковые отверстия. После некоторой выдержки, убедившись, что давление над и под глухой пробкой через перепускное отверстие выравнено, вновь спускают подъемный инструмент, извлекают клапан с замком из nipples и поднимают на поверхность.

Удаление песчаной пробки

Если на забое образовалась песчаная пробка, то ее можно удалить, не прибегая к подъему НКТ и используя телескопический удлинитель, спускаемый в скважину на канатной технике (см. рис. II. 1).

Очистка от песчаной пробки с помощью удлинителя проводится следующим образом. Локатором, спускаемым на проволоке, определяют расстояние между поверхностью песчаной пробки и нижним посадочным nipples. В посадочном nipples (см. рис. II. 1) устанавливают спускаемый на тресе телескопический удлинитель с замковым устройством. Общая длина удлинителя определяется вместе с телескопической муфтой, находящейся в раздвинутом состоянии. Нижний конец трубного удлинителя опирается на поверхность песчаной пробки. При промывке и удалении песка из скважины телескопическая муфта раздвигается, обеспечивая непрерывный контакт нижнего конца удлинителя с поверхностью песчаной пробки. Телескопический удлинитель лучше изготавливать из сплава алюминия. Это позволит, во-первых, облегчить спускаемый удлинитель, а во-вторых, растворить отдельные части удлинителя в случае его поломки при помощи хлористо-водородной кислоты или каустической соды.

Удаление пробок желонкой заключается в чередовании спусков желонки до пробки и подъемов ее обратно на поверхность, где она освобождается от выносимой за каждый спуск-подъем порции песка.

Диаметр желонки подбирают в зависимости от диаметра НКТ, в которых проводят работы по очистке от песчаной пробки.

Так, например, в НКТ диаметром 60 и 73 мм используют желонку наружным диаметром 38,1 мм, в трубах диаметром 89 и 114 мм – желонки наружным диаметром 44,5 и 54 мм.

Для спуска желонки применяют проволоку диаметром 2,5 мм или трос диаметром 4,76 мм.

Желонка в зависимости от диаметра и длины может за один спуск-подъем удалить столб песка высотой от 0,6 до 1,2 м.

Свабирование

Обычно скважина, оборудованная полустационарным подъемником, возбуждается к фонтанированию путем освоения через верхний циркуляционный клапан. Однако глубина расположения циркуляционного клапана (в связи с глинизацией призабойной зоны скважины) может оказаться недостаточной, чтобы вызвать фонтан.

В этом случае для того, чтобы не извлекать НКТ из скважины для изменения схемы подземного оборудования, следует провести свабирование.

Один из широко применяемых трубных свабов — это сваб фирмы "Гиберсон" [32].

Для обеспечения безопасности работ при свабировании устье скважины оборудуют фонтанно-компрессорной арматурой и лубрикатором с преентором, прочность которых рассчитана на ожидаемое пластовое давление в скважине. Лубрикатор снабжен сальником, уплотняющим трос диаметром 4,76 мм гидравлическим путем, дистанционно. Свабирование проводится в трубах диаметром 60–114 мм. Наружный диаметр сваба выбирается в соответствии с внутренним диаметром применяемых НКТ. Если сваб при спуске не погружается под уровень жидкости, в стандартный набор инструментов, с которым сваб спускается в НКТ, следует ввести несколько грузовых штанг.

Количество жидкости, извлекаемой свабом за один рейс, зависит от диаметра труб и глубины спуска поршня под уровень. Эта глубина лимитируется мощностью двигателя на лебедке, с помощью которой проводится свабирование, и прочность троса. Сваб спускают на глубину от 60 до 300 м под уровень жидкости и затем с наибольшей скоростью, при которой нагрузка на трос не превышает допустимого предела, поднимают.

Постепенное понижение уровня жидкости при наличии некоторого всасывающего эффекта под поршнем способствует быстрой очистке фильтра и забоя от грязи и равномерной и быстрой разработке пор пласта.

В связи с тем, что НКТ оснащены пакером, установленным над верхними отверстиями фильтра, во время свабирования вся поступающая из пласта жидкость будет поступать только в подъемные трубы. Приток жидкости из пласта в трубы определяется по показаниям индикатора натяжения и счетчика глубины замера троса, наблюдение за которыми необходимо осуществлять в процессе всего периода свабирования. Как только в скважине постепенно начнет повышаться уровень жидкости и наблюдается проявление газа, свабирование прекращают и прикрывают задвижку на устье.

Продолжительность свабирования зависит от величины пластового давления, степени загрязненности забоя и тщательности проведения работ. Иногда фонтанирование вызывается уже после нескольких рейсов сваба, а в некоторых случаях на поршневание скважины затрачивается несколько дней [32].

В газовых скважинах свабирование проводят очень осторожно, чтобы

предупредить выброс с большой скоростью жидкости на поверхность вместе со свабом при фонтанировании скважины. При этом на тросе образуются "жучки": в результате обрыва троса плотные стальные клубки перекрывают сечение лифтовых труб.

Чтобы предотвратить осложнение, нужно быстро извлечь сваб, как только будет обнаружен по индикатору натяжения троса подъем жидкости в трубах.

Выпрямление участков деформированных труб

Участок деформированной НКТ, препятствующий нормальному спуску канатного инструмента в скважину, можно выпрямить с помощью специального канатного инструмента (см. рис. IV. 27) .

Убедившись в деформации участка трубы по отпечатку свинцовой печати, допускают инструмент до деформированного участка трубы, медленно сажают его на сужение и затем ударами вниз механическим яссом проталкивают сквозь сужение, расширяя трубу.

При компоновке набора стационарного инструмента для проведения описываемых выше работ необходимо увеличить массу грузовых штанг с целью повышения ударных нагрузок механического ясса. Включать в сборку канатного инструмента шарнирное соединение не рекомендуется, так как при ударах с повышенной нагрузкой можно сломать шарнир.

Обязательный элемент набора стандартного инструмента при выпрямлении деформированных труб — гидравлический ясс. Если инструмент заклинило в трубах, то с помощью гидравлического ясса можно извлечь заклиненное устройство. Инструмент для выпрямления труб целесообразнее спускать в скважину на тросе диаметром не менее 4,76 мм, обладающем повышенной прочностью на разрыв.

Изоляция пробойн в колонне лифтовых труб и ликвидация утечек через разъединенный циркуляционный клапан

Эти операции осуществляют с помощью спускаемой на проволоке изолирующей втулки.

В зависимости от конструкции замка, которым снабжена изолирующая втулка, ее можно устанавливать в любом необходимом месте НКТ или же в посадочном ниппеле.

Сущность этих работ заключается в следующем. В скважину на канатном инструменте спускают изолирующую втулку с наружным диаметром, соответствующим диаметру НКТ, и замковое устройство необходимого типоразмера.

Предварительно после остановки скважины через разрыв в НКТ выравнивают давление. Сборку канатного инструмента спускают к месту дефекта, которое определяется в результате проведения глубинных исследований.

Устанавливать изолирующую втулку необходимо так, чтобы ее уплотнительные манжеты оказались над и под обнаруженным дефектом в

трубе. Поэтому изолирующая втулка выбирается необходимой длины.

Эрозионное действие жидкости, прокачиваемой через открытый циркуляционный клапан механического действия, нарушает его герметичность и является причиной утечек и нарушения режима эксплуатации скважины.

Некоторые типы циркуляционных клапанов механического действия и другое скважинное оборудование снабжены посадочным ниппелем.

В этом случае устранение утечек через дефект циркуляционного клапана обеспечивается по технологии канатных операций, описанных выше. Недостатки этого метода — сужение проходного сечения НКТ и невозможность проведения исследования скважины измерительными приборами, спускаемыми на проволоке.

Смена вышедших из строя съемных газлифтных клапанов, клапанов-отсекателей

В процессе эксплуатации скважины, оборудованной съемными газлифтными клапанами, нередко происходит выход из строя одного или нескольких газлифтных клапанов.

Вышедший из строя клапан можно сменить (рис. VII. 7) с помощью инструмента, спускаемого на проволоке. Определив одним из известных методов исследования порядковый номер скважинной камеры, в которой расположен дефектный газлифтный клапан, уточняют глубину расположения клапана для его замены. Перед проведением канатных работ прекращают движение флюида в НКТ, разряжают затрубное давление и на устье монтируют лубрикатор с превентором.

Дефектный газлифтный клапан извлекают следующим образом. Сборку инструментов с отклонением рычажного типа спускают чуть ниже уровня установки скважинной камеры в колонне НКТ, где расположен клапан, подлежащий замене. Глубину спуска контролируют по указателю глубины, который установлен на гидравлической лебедке. Для раскрытия рычагов отклонителя сборку спускают на большой скорости, а затем резко тормозят ее спуск. Раскрытие рычагов отклонителя контролируют подъемом сборки клапана на небольшую высоту до упора рычагов отклонителя в горловину скважинной камеры. Поскольку натяжение проволоки постоянно контролируется на пульте управления лебедки, повышение натяжения при подъеме сборки является сигналом, указывающим на раскрытие рычагов отклонителя. При дальнейшем спуске сборки ловильное устройство при помощи рычагов отклонителя направляется к карману камеры, в которой установлен клапан (см. рис. VII. 7). Посадку сборки канатных инструментов на головки замка клапана контролируют по резкому уменьшению натяжения проволоки. Затем легкими ударами механическим яссом вниз проводят захват инструментом головки замка газлифтного клапана. Далее несколькими сильными ударами вверх извлекают клапан из скважинной камеры, после чего сборку газлифтного клапана поднимают на поверхность.

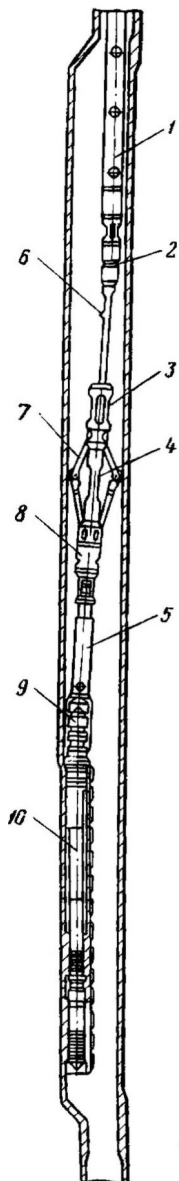


Рис. VII. 7. Подземное оборудование при замене газлифтного клапана в вертикальной скважине: 1 — механический ясс; 2 — шарнирное соединение; 3 — верхняя подвижная гильза; 4 — отклонитель рычажного типа; 5 — короткая штанга; 6 — упор на отклонителе; 7 — рычаги; 8 — нижняя подвижная гильза; 9 — ловильная головка фиксатора газлифтного клапана; 10 — газлифтный клапан

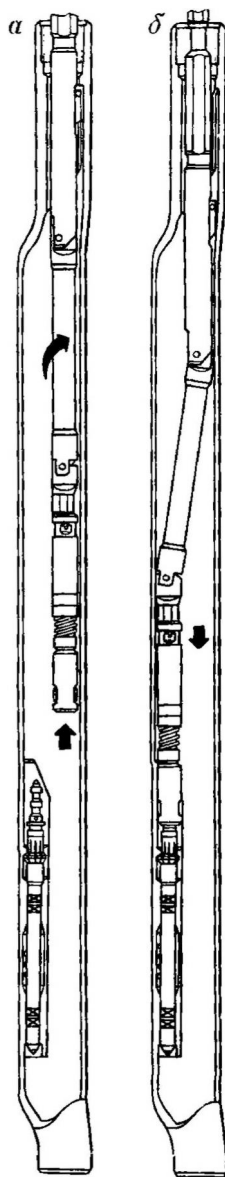


Рис. VII. 8. Схема замены газлифтного клапана в наклонно-направленной скважине

Для спуска нового газлифтного клапана взамен дефектного применяют те же канатные инструменты, за исключением подъемного инструмента, который заменяется спускным устройством.

Рычажный отклонитель смещает и устанавливает клапан в направлении кармана скважинной камеры. В сложенном положении рычаги не препятствуют движению сборки клапана в свободном проходе камеры. При раскрытии рычагов под действием пружин отклонитель разворачивается в плоскости большей оси эллипсообразного поперечного сечения камеры и направляет клапан в карман. Ударами механическим яссом вниз клапан вбивается в карман, а замок клапана своим кулачком фиксируется в кармане скважинной камеры.

Спускное устройство освобождается от замка в результате импульсного удара вверх гидравлическим или механическим яссом. При этом срезаются штифты, и спускное устройство с инструментом извлекают на поверхность.

Извлечение газлифтного клапана с помощью канатной техники в наклонно-направленных скважинах показано на рис. VII. 8.

Технология работ по съему и посадке газлифтного клапана, осуществляемых отклонителем консольного типа, не отличается от описанной выше. Отличие заключается лишь в том (рис. VII. 8), что после прохода инструментом очередной скважинной камеры (с направляющей втулкой) отмеченное по индикатору натяжения проволоки увеличение нагрузки при подтягивании инструмента к горловине камеры (рис. VII. 8, а) указывает на зацепление отклонителя за ступ направляющей втулки камеры и автоматическое ориентирование его относительно посадочной втулки скважинной камеры (рис. VII. 8, б). Все технологические приемы проведения канатных работ остаются прежними.

Описанная технология проведения канатных операций применяется также при выполнении ремонтных работ в скважине с помощью канатной техники, связанных с изменением глубины ввода газа в газлифтных скважинах путем замены съемных глухих клапанов на газлифтные.

Клапаны-отсекатели как регулируемые потоком, так и управляемые с устья подлежат замене в связи с негерметичностью клапанного узла или нарушениями в работе.

Для того, чтобы извлечь клапан-отсекатель, подлежащий замене, до спуска инструмента в скважину, необходимо перекрыть восходящий поток флюида, а при использовании клапана-отсекателя, управляемого с устья, дополнительно снизить до нуля давление в управляющей трубе.

Если клапан-отсекатель открыт, можно после сцепления подъемного инструмента с ловильной головкой замка ударами вверх механическим яссом беспрепятственно извлекать клапан. Если же клапан закрыт, то до момента выбивания ударами вверх замка из ниппеля следует выравнивать давление над и под клапаном, нагнетая жидкость в трубы, или использовать совместно с подъемным инструментом выравнивающий шток соответствующего типоразмера.

Клапан-отсекатель, управляемый с устья, находится в нормально закрытом положении, поэтому спуск его в скважину для посадки в

ниппель проводится совместно со штоком, привинченным к спускному инструменту. Шток обеспечивает принудительное открытие клапана-отсекателя, предотвращает скопление газа под клапаном во время его посадки в ниппель и случайный подброс инструмента.

После установки и фиксации в ниппеле клапана-отсекателя, управляемого с устья, необходимо в управляющей трубке путем нагнетания с устья масла создать давление, достаточное для открытия клапана. Если падение давления в управляющей трубке не наблюдается, то канатная сборка ударами вверх механическим яссом отсоединяется от клапана-отсекателя и поднимается на поверхность.

Обработка забоя химическими реагентами

Один из эффективных методов интенсификации добычи нефти, газа и увеличения приемистости при закачке газа или воды в пласт – кислотная обработка. Проектирование технологического процесса кислотной обработки осуществляется в соответствии со специальной литературой по обработке нефтяных и газовых скважин соляной кислотой [5, 34].

Ниже будет рассмотрен способ проведения кислотной обработки с использованием новой техники без описания основной технологии кислотного процесса.

Обычно при проектировании разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений необходимо предусмотреть такое скважинное оборудование, которое позволило бы осуществить необходимые в данных условиях методы воздействия на призабойную зону и не вызвало бы осложнений при проведении канатных операций.

В качестве примера рассмотрим кислотную обработку скважины, оснащенной газлифтным оборудованием, и расположенным над пакером циркуляционным клапаном механического действия.

Технология проведения кислотного воздействия с целью повышения производительности скважины, рассматриваемая с учетом осуществления канатных операций, заключается в следующем.

Поочередно снизу вверх из скважинных камер, установленных на лифтовых трубах, извлекают все пусковые и рабочий газлифтные клапаны (технология описана выше). Затем на проволоке спускаются глухие клапаны и поочередно сверху вниз вставляют в освободившиеся карманы скважинных камер. Эта операция проводится с целью предотвращения коррозии рабочего органа газлифтных клапанов при действии кислотного раствора.

Далее, также с помощью канатной техники, открывают циркуляционный клапан механического действия, установленный над пакером. Эту операцию предусматривают в скважинах с плохой поглощающей способностью. После нагнетания кислотного раствора в лифтовые трубы закачкой воды повышают его уровень до открытого циркуляционного клапана, который затем с помощью инструмента, спускаемого на проволоке, закрывается, и кислота задавливается в пласт под действием избыточного давления.

Если поглощение удовлетворительное, то задавливание кислотного раствора в пласт осуществляется без открытия циркуляционного клапана. Независимо от технологической схемы обработки в кислотный раствор вводят специальные добавки, которые предотвращают разрушение кислотой применяемого оборудования и облегчает вынос продуктов реакции из призабойной зоны скважины.

После обработки забоя кислотой глухие клапаны извлекают из скважинных камер с помощью канатной техники и в их посадочных карманах устанавливают съемные газлифтные клапаны.

Подготовка и тарировка газлифтных клапанов проводится в мастерской для условий работы в конкретной скважине.

При воздействии на призабойную зону скважины кислотным раствором использование газлифтных клапанов допускает эффективный вынос продуктов реакции кислоты с породой за счет ускоренного освоения и запуска скважины при помощи газлифтной техники.

Исследование извлеченного скважинного оборудования и инструмента показало возможность их использования в контакте с ингибированной соляной кислотой.

Возврат на вышележащий горизонт в многопластовой скважине

Возвратные работы проводят на многопластовых нефтегазовых месторождениях с целью более полного использования пробуренных эксплуатационных скважин. Применение канатной техники позволяет осуществлять возвратные работы без подъема НКТ лишь в том случае, если скважина после бурения оснащена полустационарным оборудованием согласно схеме на рис. II. 7.

После обработки нижнего объекта эксплуатации скважина переводится на эксплуатацию вышележащего объекта. Перевод осуществляется путем закрытия одного и открытия другого циркуляционного клапана механического действия, расположенного против объекта, который подлежит эксплуатации. Разработка нефтяных и газовых месторождений по системе снизу вверх позволяет использовать скважину для поочередной эксплуатации ряда горизонтов и пластов по мере их истощения или по другим техническим причинам. При необходимости можно осуществлять выборочную эксплуатацию объектов.

Для проведения возвратных работ с помощью канатной техники необходима полная геолого-эксплуатационная характеристика всех возвратных объектов, подлежащих эксплуатации. Особенно важно знать пластовое давление возвратного горизонта для безопасного открытия очередного циркуляционного клапана механического действия инструментом, спускаемым на проволоке. Как уже отмечалось, открывают циркуляционный клапан типа скользящая гильза тогда, когда выравнено давление на уровне клапана в трубах и затрубье. Обычно возврат на вышележащий горизонт проводят после прекращения эксплуатации нижележащего объекта. Следовательно, мы встречаемся со случаем, когда на уровне открываемого клапана в трубах давление меньше, чем за кла-

паном, где оно равно пластовому давлению горизонта, на который возвращается скважина. Для выравнивания давления при открытии циркуляционного клапана следует провести следующие канатные операции.

После монтажа на устье скважины лубрикатора с превентором закрывают скважину, в лифтовые трубы спускают канатный инструмент с присоединенным устройством для закрытия соответствующего типа циркуляционного клапана, расположенного против горизонта, подлежащего разобщению. Ударами яссов закрывают циркуляционный клапан. Затем в посадочный ниппель, расположенный над нижним циркуляционным клапаном, устанавливают глухую пробку, тип которой должен соответствовать конструкции посадочного ниппеля. В результате посадки глухой пробки ранее эксплуатируемый горизонт полностью отделяется от вновь вводимого. Далее следует открыть циркуляционный клапан механического действия, предварительно выравнять давление следующим образом. Снизив давление в трубах до атмосферного, следует с помощью агрегата закачать в трубы воду и после заполнения создать в них избыточное давление, равное пластовому давлению вновь вводимого горизонта. Тем самым одновременно проводят опрессовку НКТ. Инструмент для открытия скользящей гильзы спускают до глубины установки циркуляционного клапана, который открывают ударами яссов вверх или вниз.

При обустройстве скважины полустационарным оборудованием по схеме, изображенной на рис. II. 7, целесообразнее использовать циркуляционные клапаны механического действия фирмы "Бейкер", открытие и закрытие которых осуществляется избирательно.

Для освоения вновь вводимого в эксплуатацию горизонта следует по известной методике открыть циркуляционный клапан, расположенный над самым верхним пакером, и после вызова притока азризацией закрыть его.

Возврат на следующие эксплуатационные горизонты с помощью канатной техники проводится по описанному выше способу.

Цементирование скважин

Прежде чем проводить цементирование, например, с целью изоляции вод, крепления призабойной зоны и т.д., следует обследовать НКТ и скважинное оборудование.

В результате длительной эксплуатации скважины НКТ и пакер могут иметь течь, поэтому необходимо убедиться в их герметичности во избежание попадания цементного раствора в затрубное пространство.

Определение герметичности труб с помощью канатной техники описано выше.

ПРОВЕДЕНИЕ ГЛУБИННЫХ ЗАМЕРОВ И ИССЛЕДОВАНИЙ

Под исследованием скважины понимают работы, связанные как с изучением притока жидкости и газа в скважину, так и с изучением режима работы установленного эксплуатационного оборудования в условиях данной скважины.

В настоящем разделе рассмотрим некоторые методы исследования

скважин на основе глубинных измерений, проводимых лишь с целью изучения работы скважинного оборудования.

Информация, полученная в результате исследования скважины для изучения состояния стационарного или полустационарного подземного оборудования, способствует выяснению следующих важных вопросов: установлению соответствия условий заканчивания скважины и конструкции подземного оборудования техническим данным; выявлению обстановки в скважине для эффективного проведения тех или иных канатных операций; выяснению надежности работы скважинного оборудования, причин выхода из строя того или иного его узла.

Выяснение состояния работы сменного скважинного оборудования в процессе эксплуатации скважины имеет важное значение для своевременной его замены или принятия других профилактических мер, а также для подбора наиболее эффективного скважинного оборудования и установления надлежащего режима его работы.

Наблюдение за работой скважин, оборудованных отсекающими и газлифтными клапанами

Обслуживание фонтанирующей скважины сводится к систематическому наблюдению за режимом ее эксплуатации и работой действующих в ней клапанов (отсекающих и т.д.). При нарушении режима эксплуатации скважины проводятся мероприятия по восстановлению ее нормального режима работы или замене клапана с помощью инструмента, спускаемого в скважину на проволоке.

Например, клапан-отсекатель поточного типа подлежит смене для необходимой настройки (изменения жесткости пружины, диаметра штуцера, числа подкладочных колец) в соответствии с изменившимися эксплуатационными параметрами фонтанирующей скважины. Поэтому прежде чем спускать новый клапан, следует провести тщательные исследования скважины и определить давление на устье и у места установки клапана, дебит нефти, воды, газа, процент песка. Чтобы оценить работу скважинного оборудования, следует систематически проводить исследования скважины для принятия профилактических мер по замене съемного клапанного оборудования.

В газлифтных скважинах ведется систематическое наблюдение за эксплуатационными параметрами скважины, и в случае их отклонения от установленных проводятся исследования со снятием кривых давления, температуры или потока по стволу лифтовых труб, на которых расположены газлифтные клапаны. Это делается с целью установления причин изменения характера работы газлифтной скважины. Если установлено, что причина изменения нормальной работы скважины — не пластовые условия, а вышедший из строя рабочий или пусковой газлифтный клапан, проводится его замена с помощью инструмента, спускаемого в скважину на проволоке.

Рабочий газлифтный клапан требует замены в случае изменения эксплуатационной характеристики компрессорной скважины, что устанавливается также при проведении исследовательских работ.

В результате проведения глубинных исследований в скважине при использовании канатной техники можно установить:

место дефекта (течи) в НКТ;

глубину установки рабочего газлифтного клапана (когда им становится один из пусковых клапанов);

глубину установки дефектного газлифтного клапана, требующего замены; давление на уровне циркуляционного клапана, необходимое для его открытия;

интенсивность отложений на лифтовых трубах парафина, солей и т.д.

Скважинные измерения

Измерительные приборы можно спускать в НКТ на проволоке с помощью гидравлической лебедки. Подготовительные работы, связанные с проведением исследований в скважине, аналогичны подготовительному процессу операций, осуществляемых с помощью спускаемого на проволоке инструмента. Для спуска измерительного прибора сборку канатного инструмента компонуют следующим образом: устройство для закрепления проволоки, грузовая штанга, шарнир, механический ясс. К последнему через переводник крепится измерительный прибор.

Механический ясс, применяемый при исследовательских работах, отличается от стандартного, используемого при канатных операциях, уменьшенным ходом штока (ход штока составляет 20 см).

Если предполагается спуск скважинного прибора ниже башмака НКТ, то целесообразно предварительно определить длину колонны НКТ. Для этой цели применяют специальный канатный инструмент, представляющий собой цилиндрический кожух с подпружиненной планкой. При спуске инструмента ниже башмака НКТ планка, утопленная в пазу корпуса, отклоняется под действием пружины под углом $45-60^\circ$ к оси.

Медленно поднимая инструмент, осторожно нащупывают конец трубы. Зацепление инструмента за башмак определяется по индикатору натяжения проволоки. Глубину зацепления планки за нижний торец (башмак) труб регистрируют по счетчику измерения глубины и вносят соответствующие поправки на удлинение проволоки. После этого усиливают натяжение и срывают опору планки инструмента, затем, проводя удары механическим яссом вверх, извлекают инструмент на поверхность. Забойное давление и температуру в течение длительного промежутка времени определяют манометром или термометром, которые спускают в скважину и устанавливают в посадочном nipple, расположенном под пакером или перфорированной трубой ниже места входа флюида в НКТ. Спускают измерительные приборы в сборке канатных инструментов, которая кроме стандартного набора инструментов включает замковое устройство заданного типоразмера, переводник 1, амортизатор 2 (рис. VII. 9). Под амортизатором крепится измерительный прибор.

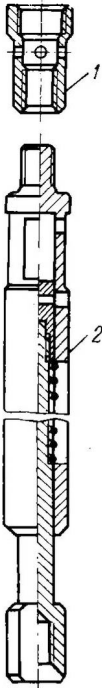


Рис. VII. 9. Амортизатор и переводник для установки скважинного прибора в ниппель

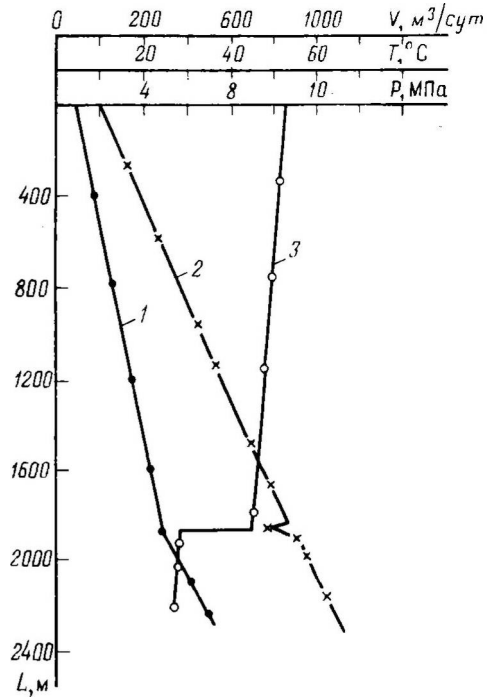


Рис. VII. 10. Кривые изменения давления, температуры, объемного расхода, полученные различными методами: 1 — манометрический; 2 — термометрический; 3 — объемный

Амортизатор, снабженный пружиной, предохраняет манометр или термометр от ударов и толчков при проведении яссирования в период установки или съема замка из посадочного ниппеля. Проводник 1 имеет отверстие, обеспечивающее омывание зафиксированного в ниппеле прибора скважинным флюидом. После завершения исследования скважины на заданном режиме измерительный прибор поднимают на поверхность, для чего в скважину спускают канатный набор, оснащенный подъемным инструментом соответствующего типоразмера, и ударами ясса вверх выбивают замок (вместе с прибором) из ниппеля. Извлекают замок в соответствии с технологией, определяемой его типом.

Определение места входа газа в лифтовые трубы

Ниже описываются методы определения места входа газа в трубы (рис. VII. 10), будь то дефект в НКТ, газлифтный клапан или какое-либо другое скважинное оборудование.

По манометрическому методу (рис. VII. 10, кривая 1) место входа газа определяется перегибом кривой распределения давления по длине

подъемника, которую строят по данным, полученным с помощью глубинных манометров. Для получения достоверных данных о давлении необходимы неоднократные остановки манометра с длительной его выдержкой. Как правило, такие исследования бывают положительными при значительных расходах газа, который составляет $60 \text{ м}^3/\text{т}$ и более. При проведении таких исследований, кроме места входа газа, определяют и величину забойного давления.

По термометрическому методу (рис. VII. 10, кривая 2) место входа газа выявляется аномалиями температуры, которые фиксируются на расстоянии не более 5–8 м от него. Возникновение аномалий связано с понижением температуры в местах поступления газа через клапаны или дефект в результате расширения газа. Аномалии температуры тем значительнее, чем больше эффект снижения давления газа; обычно для исследуемых газлифтных скважин это составляет $1\text{--}2^\circ\text{C}$. Термометры позволяют замерять температуру в отдельных известных точках, но они неприемлемы для выявления утечек через резьбовые соединения подъемных труб газлифтных скважин, регистрировать которые можно лишь при непрерывном подъеме и спуске термометра в скважину.

В основе метода расходомерии (рис. VII. 10, кривая 3) лежит принцип изменения скорости вращения вертушки дебитометра-расходомера от объема проходящей по подъемнику продукции. Место входа газа фиксируют по резкому увеличению оборотов вертушки. Однако метод не получил широкого распространения в связи с тем, что непрерывное перемещение прибора и запись показаний трудно осуществимы.

ГЛАВА VIII ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КАНАТНЫХ РАБОТ, ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ

При осуществлении подземного ремонта скважин без подъема НКТ, с помощью канатной техники, имеют место осложнения и аварии, которые снижают эффективность применения этого прогрессивного метода. Своевременное выявление причин возможных осложнений, осуществление мероприятий по их предупреждению и предотвращению, а также успешная ликвидация в кратчайшие сроки аварий позволяют значительно повысить эффективность подземного ремонта с помощью канатной техники [9, 30, 36, 41].

ПРИЧИНЫ И ХАРАКТЕР ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ КАНАТНЫХ РАБОТАХ

Основное требование, предъявляемое к комплекту канатной техники, – это безотказность выполнения любой канатной операции по требуемой технологии в течение заданного времени.

Операции, не выполненные в заданное время, должны расцениваться как неудачные.

Высокая надежность выполнения внутрискважинных операции обеспечивает длительную работу скважин без подземного ремонта и является необходимым условием эффективной эксплуатации месторождения.

Причины возможных осложнений и аварий при проведении канатных работ можно подразделить на объективные и субъективные. К объективным причинам относятся эрозионное воздействие продукции скважины, наличие в продукции скважины агрессивных компонентов (H_2S , CO_2), природно-климатические условия, пескопроявления, гидрато-, соле и парафинообразования, наклонный или сильно искривленный профиль ствола скважины.

К субъективным причинам относятся нарушение технологического режима эксплуатации скважины, нарушение технологии канатных работ, наличие в скважине инородных предметов, неправильный выбор или неподготовленность оборудования к условиям проводимых работ, низкая квалификация обслуживающего персонала, конструктивные недостатки оборудования и инструментов, несоблюдение правил техники безопасности и т.д. Следует отметить, что зачастую причины осложнений взаимосвязаны.

Рассмотрим подробнее причины осложнений и следствия их.

Как правило, на проведение канатных работ в основном влияют осложненные условия эксплуатации скважины, вызывая неполадки и связанные с ними аварии. Содержание в скважинной продукции парафина, смол, солей, отлагающихся на внутренних поверхностях НКТ, оборудования, посадочных nipple и фонтанно-компрессорной арматуры, приводит к уменьшению проходного сечения труб, что препятствует движению в скважине инструмента, спускаемого на проволоке или тросе, осложняет во время ремонтных операций работу канатного инструмента при контактировании его с оборудованием, спущенным на трубах.

В качестве важного фактора, влияющего на надежность канатных работ, следует отметить температуру окружающей среды. Низкая температура (до $-60^\circ C$) в районах Западной Сибири, Крайнего Севера способствует образованию гидратов, влияет на надежность работы индикатора натяжения проволоки и др. В условиях освоения и эксплуатации фонтанных скважин гидраты могут образоваться в стволе скважины, в фонтанной арматуре, уменьшая проходное сечение вплоть до полной закупорки. В этом случае не только нарушается режим добычи и транспорта газа и конденсата, но также осложняется проведение канатных работ из-за непроходимости канатного инструмента.

Гидратные пробки образуются также и в газлифтных скважинах со слабым притоком. Дополнительным фактором, вызывающим снижение температуры потока, является также дросселирование рабочего агента (газа) через неплотности резьбовых соединений и газлифтные клапаны. Интервал преобладающего образования гидратных пробок от 150 до 300 м [36].

H_2S и CO_2 , являющиеся агрессивными компонентами продукции скважины, вызывают коррозию внутренней поверхности скважинного оборудования, предназначенного для работы с канатным инструментом.

При этом разъедание ловильных головок, установленных в nipple замков, заплечиков для перемещения внутренней втулки циркуляционного клапана механического действия, посадочных поверхностей в nippleх и других приводит к отказам при проведении канатных операций и осложнениям. Кроме того, сероводород, проникая в кристаллическую решетку металла проволоки или троса, повышает их хрупкость и приводит к преждевременному разрушению.

Рыхлосвязанные породы продуктивных горизонтов также обуславливают при длительной эксплуатации высоконапорных скважин эрозию подземного оборудования. В момент остановки скважины для проведения канатных работ в условиях пескопроявления образуются песчаные пробки, происходит осаждение песка и механических примесей на ловильных головках замков, обратных и газлифтных клапанов, что препятствует захвату их подъемными инструментами.

К причинам, снижающим успешное выполнение операций по открытию и закрытию циркуляционного клапана, срыву и посадке клапана-отсекателя, относятся наклонный или сильно искривленный профиль скважины, некачественная промывка скважины, неправильная компоновка подземного оборудования, недостаточный вес инструмента и неэффективная работа яссов.

Наибольшее число осложнений происходит в наклонных скважинах. Вероятность отказа инструмента при работе в наклонных скважинах в 10,8 раз больше, чем в вертикальных [30]. Наклонный профиль скважин — одна из причин высокой вероятности отказа при проведении операций по открытию и закрытию циркуляционных клапанов, посадке и съему клапанов-отсекателей, различных операций, выполняемых на больших глубинах. В этих скважинах часть энергии, развиваемая набором инструментов, тратится на преодоление сил сопротивления, поэтому по индикатору натяжения трудно определить действительную нагрузку на инструмент.

В глубоких наклонных скважинах чрезвычайно осложнены работы по посадке и съему газлифтных клапанов, установленных в скважинных камерах отечественного производства типов К и КН, а также аналогичных конструкциях оборудования зарубежных фирм.

В Главтюменьнефтегазе накоплен статистический материал по вероятности безотказной работы канатной техники при выполнении срыва и посадки глухих и газлифтных клапанов в скважинах Правдинского месторождения [30]. Эти данные показывают, что вероятность отказа инструмента на проволоке при эксцентричной посадке клапанов увеличивается с увеличением глубины их установки. Кроме того, вероятность отказа при эксцентричной посадке клапанов в 1,4 раза выше, чем при центральной посадке.

При одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов одной скважиной вероятность безотказной работы канатного инструмента снижается на 4 и 20–25 % соответственно для вертикальных и наклонных скважин по сравнению со скважинами с отбором жидкости из одного пласта. Причины этого заключаются в неправильной ориентировке экс-

Таблица VIII. 1

Оборудование	Деталь, вышедшая из строя	Причина отказа
Любедка	Механический тормоз	Разрыв тормозной ленты
	Шланг высокого давления	Разрыв
	Клапанные фильтры	Засорение
	Двухходовой кран	Заклинивание
Датчик индикатора натяжения проволоки	Уплотнительное кольцо	Замерзание при низких температурах
Кабель подключения индикатора натяжения проволоки	Оболочка кабеля	Разрыв при низких температурах
Лубрикатор	Уплотнительные кольца, сальниковый узел	Износ
Натяжной ролик, ролик сальника	Ось, подшипник	Износ
Превентор	Плашки, перепускной клапан	Износ
Скребок проволока	Проволока	Обрыв
Механический ясс	Резьбовая часть	Дефект изготовителя
Гидравлический ясс	Уплотнительные кольца	Пропуск масла и проникновение газа в полость цилиндра
Грузовые штанги	Резьбовая часть	Износ
Отклонитель	Рычаг и, пружина, фиксатор	Износ, усталостные явления в металле пружины, износ
Подъемный инструмент	Захват, юбка, пружина	Поломка, усталостные явления в металле
Замок	Уплотнительные элементы, пружина	Износ, дефект изготовителя
Толкатель циркуляционного клапана	Кромки плашек, пружина	Износ, усталостные явления в металле

центричных скважинных камер по профилю скважины и наклонном профиле скважины. Все это позволяет считать, что используемый инструмент (отклонитель рычажный) для установки и съема глухих и газлифтных клапанов недостаточно конструктивно надежен, особенно для выполнения таких операций в наклонных скважинах.

Попадание в скважину посторонних предметов (кусочков проволоки, резины и т.д.) приводит к заклиниванию инструмента в скважине или же не позволяет установить необходимое оборудование в скважине (например, газлифтный клапан в карман скважинной камеры, клапан-отсекатель в ниппель и др.).

Условия работы канатного оборудования и инструментов относятся к тяжелым. Поэтому часто выходят из строя захваты и стаканы подъемных инструментов, резьба, пружины инструментов, проволока, трос, поверхностное оборудование и т.д.

В табл. VIII. 1 приведены возможные отказы элементов канатного оборудования и их причины.

В случае продольной деформации НКТ изгиб осевой линии труб вызывает не только чрезмерное дополнительное трение, но иногда и полную остановку спускаемого на проволоке или тросе инструмента.

Осложнения могут возникнуть в скважине, подготавливаемой к глушению. В том случае, когда скважина оборудована, например, согласно схеме, показанной на рис. II. 4, глушение ее возможно только после открытия циркуляционного клапана механического действия, установленного над пакером. Препятствие открытию циркуляционного клапана может оказать смонтированный выше клапан-отсекатель при невозможности его открытия с поверхности или извлечения канатным инструментом.

Осложнение может возникнуть и при падении в трубы штуцерного вкладыша или другого предмета. Подобная ситуация создается при замещении глинистого раствора водой или закачке жидкости через струны фонтанной арматуры.

В процессе работ канатным инструментом возможны случаи пропуска газа через сальниковое уплотнение лубрикатора. Это может привести к гидратообразованию в сальнике и прихвату проволоки, осложняет спуск инструмента и проведение ударов. Кроме того сильный пропуск газа при высоком давлении в скважине может привести к разъеданию сальникового уплотнения, подбросу инструмента, образованию загазованной зоны на устье скважины со всеми вытекающими отсюда последствиями. Поэтому необходимо при выявлении пропуска принять все меры для его устранения.

На морских платформах значительная высота подвыщечного поста-мента (6 м от уровня настила платформы, где обычно устанавливается гидравлическая лебедка) очень осложняет и даже делает практически невозможными работы с канатным инструментом. Резко увеличивается опасность обрыва проволоки из-за ее перегибов, перетирания, соскальзывания с натяжного ролика из-за отсутствия возможности постоянного визуального контроля за проволокой.

Высокая пластовая температура изменяет свойства масла гидравлического ясса. В результате выходят из строя его уплотнения, снижается эффективность работы ясса.

При эксплуатации высокопроизводительных газовых скважин наблюдаются случаи самоотворота и выброса к устью деталей замковых устройств, зафиксированных в посадочном ниппеле. В связи с этим осложняются работы по захвату и извлечению установленного в трубах оборудования.

Таким образом, все осложнения, возникающие при проведении канатных работ, можно разделить на четыре основные группы.

1. Осложнения, связанные с сужением проходного сечения НКТ (из-за осаждения на их стенках парафина, солей, гидратов, неправильной компоновки внутрискважинного оборудования), вследствие чего затруднителен спуск инструмента на проволоке к оборудованию, установленному в трубах.

2. Осложнения, вызванные осаждением (над ловильной головкой установленного внутри НКТ технологического оборудования) песка, мехпримесей, каких-либо посторонних предметов и т.д., вследствие чего невозможно захватить ловильную головку оборудования для его извлечения.

3. Осложнения, вызванные эрозионным и коррозионным воздействием добываемой продукции на узлы и детали внутрискважинного оборудования. Вследствии разъедания ловильной головки установленного в трубах канатного оборудования или же подвижной втулки циркуляционного клапана механического действия невозможен их захват для подъема. Кроме того, установка и фиксирование в посадочном ниппеле спускаемого на проволоке технологического оборудования из-за разъедания посадочных поверхностей ниппеля могут быть невозможны.

4. Осложнения, вызванные наклонным или сильно искривленным профилем скважины, неудобством расположения устьевого оборудования, а также высокой плотностью и вязкостью глинистого раствора, которым заглушена скважина. Эти осложнения затрудняют операции, связанные с ориентированием спускаемого на проволоке инструмента и осуществлением ударных манипуляций яссами. К этой же группе можно отнести и осложнения, вызванные конструктивными недостатками оборудования.

Осложнения, возникающие в процессе проведения канатных работ, могут привести к аварии в скважине.

При проведении канатных работ чаще всего происходят аварии, связанные с обрывом проволоки.

Практика показала, что вызвано это уменьшением диаметра проволоки из-за ее износа или остаточного удлинения, а также образования "жучков". Кроме того, при длительном нахождении в скважине стальная проволока подвергается водородному охрупчиванию. Прочностные характеристики ее резко снижаются, и при ударах яссом она тут же обрывается непосредственно у замка для проволоки или чуть выше.

Установка оборудования, спускаемого на проволоке в скважину, и съем его происходят за счет среза штифтов при ударах яссами вверх или вниз. Поэтому такое небольшое несоответствие диаметра и материала срезных штифтов техническим условиям приводит к серьезным осложнениям. Так, например, применение штифтов из более мягкого материала обуславливает затекание металла при срезе штифтов в зазор между частями инструмента, соединенными с помощью штифтов, и, как следствие, к невозможности его извлечения и обрыву проволоки.

Если при осуществлении таких операций, как открытие механического циркуляционного клапана (открываемого ударами вверх), съем глухих, газлифтных, обратных клапанов, глухих пробок, клапанов-отсекателей,

давление в затрубном пространстве больше, чем в трубах, или же давление под клапаном больше, чем над ним, то в момент открытия или съема может произойти или подброс инструмента, или образование "жучков" проволоки и обрыв ее, а иногда и более сложная авария: выброс клапана к устью и поломка фонтанной арматуры.

Если же давление в трубах больше, чем в затрубном пространстве, или же давление над клапаном больше, чем под ним, то осуществление указанных операций сильно затруднено, так как в этом случае перепад давления противодействует усилию, развиваемому яссами при ударах вверх. В связи с этим приходится проводить большее число ударов, что может также привести к обрыву проволоки.

При спуско-подъемных операциях, осуществляемых инструментами, спускаемыми на проволоке (тросе), возможны аварии из-за отвинчивания резьбовых соединений, соединяющих инструменты, и их "полета".

При осуществлении ударов яссами нередко случаи выскакивания проволоки из канавки натяжного ролика, а это может привести к защемлению и деформации проволоки и, как следствие, к ее обрыву.

При спуске и особенно подъеме канатного инструмента возможны случаи выпадения спускаемого или поднимаемого оборудования из спускного или подъемного инструмента. Подобная авария — это следствие ослабления цанговых захватов на инструменте или преждевременного среза срезных штифтов, удерживающих спускаемое оборудование.

Низкая температура окружающей среды приводит к выходу из строя датчика гидравлического индикатора веса (из-за увеличения вязкости масла, которым он заполнен) или кабеля подключения его к показывающему прибору. При этом искаженные показания нагрузки на проволоку (трос) могут привести к ее обрыву.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ОСЛОЖНЕНИЙ И АВАРИЙ ПРИ РАБОТЕ ИНСТРУМЕНТОМ, СПУСКАЕМЫМ НА ПРОВОЛОКЕ (ТРОСЕ)

Скважина, законченная с целью проведения в ней канатных работ, более ремонтпригодна, чем скважина, оборудованная традиционной техникой. Это значит, что на обнаружение, устранение и предупреждение осложнений (неполадок, отказов) с учетом необходимой квалификации обслуживающего персонала в скважине со стационарным или полустационарным оборудованием затрачивается меньше времени и средств, чем в скважине, подземный ремонт в которой связан с подъемом НКТ. Но даже при относительной эффективности применение канатной техники намного ускорит подземный ремонт скважин, если она будет работать с высокой степенью надежности.

Особенности применения канатной техники следует учитывать уже на стадии заканчивания скважины [1].

Для успешного проведения канатных работ необходима прежде всего гарантия прочности и герметичности обсадочной колонны. При глушении скважины с высоким пластовым давлением нужно открыть механический

циркуляционный клапан с помощью инструмента, спускаемого на проволоке. В этом случае необходимое условие — закрытия скважины, так как в работающей высокодебитной скважине спуску инструмента на проволоке препятствует восходящий поток продукции. За это время устьевое давление резко повышается, что (при наличии НКТ с обычными резьбовыми соединениями) может привести к пропуску газа в затрубное пространство и тем самым передаче высокого давления на обсадную колонну.

Успешность последующих операций при канатных работах во многом также зависит от принятой (в соответствии с геолого-эксплуатационными параметрами и предполагаемыми в дальнейшем канатными операциями) компоновки лифта скважины. Объективная информация по скважине — это основа не только установления режима работы скважины, но и выбора скважинного оборудования и, в частности, канатной техники.

Затруднения в процессе канатных работ наиболее часто возникают в скважинах, выходящих из бурения. Основные меры предосторожности направлены здесь на обеспечение свободного прохода инструмента через фонтанную арматуру и всю колонну труб и подбор соответствующих размеров съемных канатных устройств, циркуляционных клапанов механического типа и посадочных ниппелей, отвечающих заданным эксплуатационным характеристикам.

Так, например, если во время заканчивания скважины имеется информация, указывающая на присутствие в продукции скважины парафина, солей, на образование в трубах гидратных пробок, то в компоновке лифта предусматривается ингибиторный клапан для закачки соответствующего ингибитора.

При эксплуатации скважин в осложненных условиях с интенсивным парафинообразованием необходимо использование радикальных методов борьбы с ним (применение труб со специальным покрытием, термических методов, скребков, ввод ингибиторов и т.д.).

Важное условие, обеспечивающее высокое качество подземных работ, — это отсутствие в скважине, выходящей из бурения, инородных предметов, осадка глинистого раствора.

Предварительное шаблонирование НКТ скважинного оборудования и фонтанной арматуры — залог успешного проведения работ с инструментом. Предотвратить попадание в лифтовые трубы инородных предметов (пыжей от кумулятивных перфораторов, кусков каната, шкинки и др.) и осаждение глинистого раствора, загрязнение внутренней поверхности лифтовых труб, оборудования и посадочных ниппелей можно путем применения стабильных глинистых растворов высокого качества, используя при прокачке специальный устьевой фильтр, путем проведения интенсивной прокачки жидкости для очистки труб после замещения глинистого раствора водой или нефтью.

Чтобы предупредить падение штуцерного вкладыша в трубы, следует закачку жидкости в скважину вести исключительно после извлечения штуцерного вкладыша либо применять в корпусе штуцера ограничитель, не позволяющий ему выпасть, либо использовать регулируемый штуцер.

Посадка обратного клапана проводится при необходимости установки пакера, опрессовки НКТ. Для этих же целей и, кроме того, для изоляции полости НКТ от фильтровой зоны используют глухую пробку. Эти устройства обычно устанавливаются в nipple, находящемся под пакером. Работа с этими клапанами требует максимальной чистоты поверхности НКТ. Даже незначительное количество мехпримесей, осевших на стенках труб, может привести к осложнениям. В этом случае канатным инструментом невозможно будет захватить ловильную головку клапана из-за осевших на ней мехпримесей. Подобная ситуация также может возникнуть при спуске оборудования в скважину вместе с обратным клапаном, установленным в nipple. Предотвратить подобные осложнения можно интенсивной промывкой НКТ до посадки клапана для выноса инородных тел на поверхность.

Ингибиторный клапан в компоновке лифтовых труб следует предусмотреть также и при содержании в продукции скважины, выходящей из бурения или капитального ремонта, H_2S или CO_2 . Антикоррозионный ингибитор, вводимый в скважину, позволит предотвратить коррозию труб, оборудования и внутрискважинной канатной техники. При содержании в добываемой нефти или газе сернистого газа свыше 2 % применяют оборудование, проволоку или трос из специальных коррозионностойких сталей и сплавов. Один из технологических методов защиты от коррозии – увеличение диаметра НКТ. С увеличением диаметра фонтанных труб с 60 до 73 мм скорость коррозии уменьшается почти вдвое. Футеровка труб как метод предупреждения коррозии малоэффективна, так как предохранительное покрытие не только препятствует спуску канатных инструментов в лифтовые трубы, но также повреждается. В местах нарушения сплошности покрытий коррозия развивается быстрее, чем в совершенно незащищенных трубах, а отпавшая корка препятствует нормальному проведению канатных работ в скважине.

При содержании в продукции песка над и под каждым элементом компоновки колонны НКТ устанавливают противозрозийные патрубки. Во избежание поступления песка в НКТ призабойная зона оборудуется специальным фильтром, проводятся работы по креплению призабойной зоны цементными и цементно-песочными растворами, пластмассами, закачивают в пласт крупнозернистый песок и смолы и т.д. Эффективное мероприятие, предотвращающее или резко уменьшающее разрушение призабойной зоны, скелета пласта, – это создание на забое скважины допустимого перепада давления, т.е. ограничение производительности скважины.

Предупредить осложнения, вызываемые наклонным или сильно искривленным профилем скважин, можно, применяя соответствующее оборудование и канатные инструменты, например скважинные камеры, разъединители колонн, телескопические соединения и другое длинномерное оборудование с меньшим наружным диаметром, чем для вертикальных скважин с аналогичной эксплуатационной колонной. Кроме того, в таких скважинах, особенно при одновременно-раздельной эксплуатации, следует предусмотреть спуск НКТ с оборудованием по особой

технологии [26]. Так, наличие камер с эксцентричными карманами для газлифтных клапанов и большие углы искривления скважин вызывают необходимость ориентированного спуска оборудования. Для этого на местности у скважины двумя реперами намечается азимут искривления. Скважинные камеры на колоннах труб (при одновременно-раздельной эксплуатации) размещаются параллельно друг другу с выступами в противоположные стороны, большая ось их сечения перпендикулярна к азимутальному направлению.

Затруднения при проведении ударных манипуляций яссами вследствие наклонного профиля скважины, а также высокой плотности и вязкости глинистого раствора можно предотвратить путем увеличения веса стандартного набора, применения механического ясса рожкового типа, включения в стандартный набор дополнительных шарнирных соединений и уменьшения диаметра канатных инструментов.

При посадке пакера в глубоких скважинах необходимо предусмотреть возможность появления наименьшего продольного изгиба НКТ. Этот фактор, особенно в наклонных скважинах, приобретает отрицательный эффект при проведении канатных операций. Он проявляется в нижней части лифтовых труб и, очевидно, наиболее неблагоприятен, когда в обсадную колонну большого диаметра спущена колонна НКТ малого диаметра. С целью преодоления этого явления необходимо после посадки пакера осуществить принудительный натяг НКТ. При использовании телескопического соединения колонна лифтовых труб может укорачиваться и удлиняться, перемещаясь в соединении как в период эксплуатации, так и в процессе интенсифицирующих обработок.

Перемещения насосно-компрессорных труб за счет изменения температуры и давления по длине колонны должны быть точно оценены еще до ее спуска.

Осложнения из-за неудобного расположения устьевого оборудования при кустовом бурении скважин можно предупредить, если при проектировании строительства скважин учитывать возможность проведения канатных работ и, следовательно, соответствующее расположение устьевого оборудования.

Повышение надежности выполнения операций можно достигнуть улучшением конструктивных и технологических параметров деталей и узлов инструмента и оборудования, а также повышением уровня технической эксплуатации его.

Для предупреждения осложнений, вызванных конструктивными недостатками оборудования, необходимо при разработке конструкций и изготовлении канатного оборудования и инструмента тщательно проанализировать условия их работы, возможные осложнения, а также выявить недостатки и наиболее слабые узлы в уже существующих конструкциях.

Промышленные испытания нового оборудования и инструментов следует проводить в возможно более тяжелых условиях.

Предупредить обрыв проволоки можно при соблюдении правил ее технической эксплуатации, т.е. при своевременном осмотре, смазке,

удалении потертых участков проволоки, а также при соблюдении правил спуска инструмента в скважину.

Для предупреждения обрыва проволоки у соединения ее с замком необходимо после окончания каждого цикла операций, выполняемых в скважине, обрезать начальный кусок проволоки, а при повторном обрыве у замка, что является сигналом "старения" проволоки, заменить ее. При тщательном уходе (обильная смазка во время подъема из скважины, аккуратное обращение при монтаже лубрикатора с целью предотвращения изгибов проволоки и т.д.) проволока изменяет свои свойства только после 40–50 скважино-операций. В скважинах с коррозионными условиями требуется применять проволоку из нержавеющей стали.

Натяжение проволоки под действием веса инструмента и троса, спущенных в скважину, а также нагрузки при ударах яссами и при спуско-подъемных операциях должно постоянно контролироваться по индикатору натяжения, установленному на лебедке.

Непрерывное наблюдение за показаниями индикатора натяжения и понимание характера изменения нагрузки на проволоку позволяют оператору ясно представить все происходящее с инструментом на глубине.

При восстановлении связи между трубным и затрубным пространством, съеме и извлечении газлифтного клапана, предохранительного клапана (отсекателя), глухой пробки условие безаварийности проводимых работ — это отсутствие перепада давления между трубным и затрубным пространствами, а также над и под извлекаемыми клапанами.

Оператор, ответственный за спуско-подъемные операции, лично проверяет крепление резьбовых соединений для предотвращения отвинчивания инструмента при проведении ударов яссами и т.д. При проведении ударов яссами необходимо внимательно следить за натяжным роликом, чтобы своевременно предотвратить осложнения, связанные с выскакиванием проволоки (троса) из канавки или обрывом опоры ролика.

При длительных канатных операциях в скважине, связанных с ясированием на одной и той же глубине, проволока интенсивно изнашивается у барабана лебедки, а также в местах ее движения при прохождении через натяжной и сальниковый ролики. Поэтому при повторных работах яссами на той же глубине во избежание обрыва проволоки необходимо отрезать ее начальный кусок (20–25 м), чтобы переместить изнашивающиеся участки.

Практика показывает, что большое значение для безаварийности проведения канатных работ имеют опыт и квалификация операторов, осуществляющих эти работы. Необходимо обращать самое серьезное внимание на приобретение операторами практических навыков работы с канатной техникой. С этой целью в ВПО "Каспморнефтегазпром" оборудована стендовая скважина, на которой проводится практическое обучение по всем канатным операциям. Работа с канатным оборудованием и инструментами новых видов осваивается вначале на стендовой скважине и затем уже осуществляется в действующих скважинах.

Периодическая профилактика, правильное хранение и тщательный уход за канатной техникой, своевременная замена изношенных деталей

и узлов также являются важными факторами предупреждения аварий.

Таким образом, предупреждение осложнений и аварий при работе с канатной техникой в значительной мере зависит от соблюдения следующих основных требований:

знания геолого-эксплуатационной характеристики скважины, в которой проводится работа;

глубокого знания конструкции канатной техники и взаимодействия всех частей применяемого оборудования и инструмента, опыта работы на гидравлической лебедке;

знания состояния скважины в момент проведения работ (распределение давления в скважине между трубным и затрубным пространствами, над и под извлекаемым оборудованием);

соблюдения технологии при выполнении различных операций; соответствия материала и диаметра срезных штифтов техническим условиям, тщательное наблюдение за состоянием проволоки;

непрерывного наблюдения за показаниями контрольно-измерительных приборов во время проведения канатных работ и быстроты реакции на малейшее изменение натяжения проволоки;

тщательного ухода и периодической профилактики всех элементов канатной техники.

МЕТОДЫ РАБОТЫ С ИНСТРУМЕНТОМ, СПУСКАЕМЫМ НА ПРОВОЛОКЕ (ТРОСЕ), В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

При эксплуатации скважины в осложненных условиях (аномально высокие пластовые температуры и давления, резкий набор кривизны ствола скважины, высокое содержание H_2S и т.д.) диаметры используемого скважинного оборудования должны быть меньше, чем в обычных скважинах.

В соответствии с подземным оборудованием подбирается канатный инструмент. Будучи уменьшен в диаметре, он приобретает уже большую проходимость в трубах, и этим обеспечивается преодоление неполадок с канатным инструментом в осложненной обстановке.

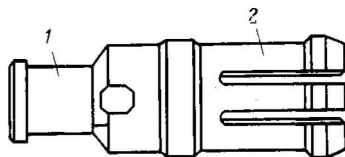
При монтаже набора инструмента особое внимание следует обращать на крепление резьбовых соединений, а также на последовательность установки ясссов (механический яссс устанавливается под гидравлическим ясссом).

Номинальные прочностные характеристики на растяжение проволоки, используемой для подземных работ с инструментом, представлены в табл. IV, 1.

Для предотвращения падения инструмента на забой в случаях обрыва проволоки или отвинчивания инструмента в самом нижнем посадочном nipple перед той или иной операцией в скважине спускают на проволоке и устанавливают цанговый ограничитель (рис. VIII.1).

Цангу устанавливают с помощью канатной техники в посадочном nipple на колонне лифтовых труб выше башмака и удерживают разрезной гильзой 2. При обрыве проволоки "полетевший" клапан или

Рис. VIII. 1. Цанговый ограничитель для предотвращения падения инструмента на забой скважины



инструмент стопорится в колонне НКТ на верхнем торце цанги. Цангу извлекают, если необходимо проводить какие-либо работы ниже пакера. Извлечение осуществляют цанговым инструментом путем залавливания за ловильную головку 1.

С целью предотвращения падения газлифтных клапанов при посадке и съеме из скважинных камер последняя модель консольного отклонителя снабжена специальной ловильной камерой, размещенной ниже клапана на держателе.

Перед проведением работ в скважине следует выравнивать давление или нагнетанием жидкости или газа в трубы (перед открытием циркуляционного клапана, съемом предохранительного клапана, клапана-отсекателя), или снижением давления в затрубном пространстве (перед открытием циркуляционного клапана, съемом газлифтного клапана), или спуском уравнильного штока (при схеме предохранительного клапана-отсекателя, глухой пробки и т.д.), или же открытием выравнивающего отверстия (при схеме обратного клапана).

При отсутствии высокоэффективных ингибиторов отложения парафина в лифтовых трубах ликвидируются с помощью скребка – парафинорезки (см. рис. IV. 26), спускаемой на проволоке со стандартным набором инструментов. Определяется периодичность профилактических работ по удалению парафина скребком, которые проводятся регулярно. Практика показывает, что при значительной толщине слоя парафина применение скребков малоэффективно. Например, в одной скважине чистку труб диаметром 73 мм от парафина с устья до глубины 100 м пришлось проводить непрерывно в течение 3 сут, используя последовательно скребки с наружными диаметрами 46 и 56 мм [15]. Если бы эта процедура не помогла, то открыть циркуляционный клапан механического типа, установленный ниже отложений парафина в трубах, не представлялось бы возможным и заглушить скважину не удалось бы. Когда скопившийся на стенках НКТ парафин невозможно удалить парафинорезкой, применяется специальный скребок с попеременно расположенными штырями.

Отложение солей в трубах удаляют также с помощью скребков (см. рис. IV. 26). Солеобразования на внутренней поверхности клапана-отсекателя, спускаемого на трубах, приводят к невозможности закрытия или открытия клапана и препятствуют его съему.

Канатные работы при глушении скважины. Канатная техника часто используется при глушении скважины [12].

Если скважина оборудована однорядным лифтом с клапаном-отсекателем и пакером, то глушение скважины проводится через циркуля-

ционный клапан механического действия, установленный над пакером. И здесь возможны осложнения. Дистанционно управляемый клапан-отсекатель, спускаемый на НКТ, препятствует открытию циркуляционного клапана в том случае, если его невозможно открыть с поверхности. В этом случае необходимо спустить в скважину через лубрикатор на проволоке специальный инструмент для принудительного открытия клапана.

При использовании клапана-отсекателя, спускаемого на проволоке, осложнение при глушении скважины возникает в случае выхода его из строя (т.е. невозможности его открытия с поверхности) или невозможности извлечения клапана с помощью инструмента, спускаемого на проволоке. В первом случае необходимо извлечь клапан-отсекатель, предварительно создав над ним давление, приблизительно равное пластовому. Во втором случае необходимо провести работы тем же инструментом, спустив его уже на тросе для создания ударов большей силы. Если же и в этом случае будет получен отрицательный результат, то следует спустить под давлением трубы малого диаметра со специальным ловильным приспособлением для извлечения клапана-отсекателя [14].

Осложнения при открытии циркуляционного клапана. Фактор, значительно осложняющий открытие циркуляционного клапана механического действия, — наличие перепада давления между трубным и затрубным пространствами. В этих случаях перед открытием скользящей гильзы необходимо как можно точнее определить этот перепад давления и выравнять трубное и затрубное давления. Поэтому необходимо знать плотность и высоту столба жидкости в затрубном пространстве над пакером. Давление в трубах определяют по статическому уровню жидкости или замером глубинным манометром. Если давление в трубах на глубине скользящей гильзы больше, чем в затрубном пространстве, то для выравнивания его закачивают воду. Небольшое превышение трубного давления (1,2—2,0 МПа) над затрубным не осложняет открытие скользящей гильзы ударами вниз, так как после ее открытия инструмент спускается ниже гильзы и переток жидкости из труб в затрубное пространство практически не оказывает на него воздействия. Если скользящая гильза открывается посредством ударов вверх, требуется большая осторожность, так как движение жидкости, перетекающей из труб в затрубное пространство через небольшой зазор между инструментом и стенками труб, резко увеличивает нагрузку на проволоку. Если давление в затрубном пространстве на глубине скользящей гильзы больше, чем в трубах (на этой же глубине), то в посадочном nipple под пакером устанавливают обратный приемный клапан или глухую пробку и заполняют трубы водой или глинистым раствором до выравнивания давлений. Даже незначительное превышение затрубного давления над трубным приводит к подбросу инструмента, обрыву проволоки и падению инструментов. Учитывая, что точно определить перепад давления и полностью устранить его практически невозможно, лучше при открытии скользящей гильзы иметь в лифтовых трубах давление на 1,0—2,0 МПа больше, чем в затрубном. В этих случаях следует иметь в виду, что для открытия скользящей гильзы потребуется большее, чем обычно, число ударов механическим яссом.

ПРОВЕДЕНИЕ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КАНАТНОЙ ТЕХНИКИ

Наиболее часто приходится извлекать из скважины ловильным инструментом, спускаемым на проволоке или тросе, отвинтившиеся или освободившиеся из захвата канатные инструменты, упавшие в трубы в результате обрыва проволоки, набор канатных инструментов, проволоку или трос, оборвавшийся во время канатных работ, заклинивший или установленный в ниппеле замок с технологическим оборудованием, детали канатных инструментов, оставшиеся в скважине.

При ликвидации аварий необходимое условие — закрытие скважины, т.е. прекращение ее эксплуатации, с тем, чтобы в скважине спуску ловильного инструмента на проволоке не препятствовал восходящий поток газожидкостной смеси. Все инструменты снабжены ловильными головками для захвата их ловильными устройствами.

Ловильные работы проводят с помощью гидравлической лебедки и контролируют по индикатору натяжения проволоки. При достижении прихваченного предмета уменьшается вес канатного инструмента. Превышение веса при натяге проволоки указывает на захват ловильным инструментом прихваченного предмета. Если при попытке извлечь прихваченный предмет, нагрузка на проволоку превышает допустимую, то необходимо ловильные работы продолжить с применением механического и гидравлического яссов. При отсутствии успеха необходимо отсоединить заловленный предмет и спустить ловильный инструмент в скважину на тросе, что позволит повесить нагрузку при ловильных операциях.

При проведении ловильных работ по извлечению инструмента возможны в основном два случая:

обрыв проволоки над канатным замком, когда над упавшим инструментом остается более 1 м проволоки;

обрыв проволоки непосредственно у канатного замка или отвинчивание какого-либо инструмента.

Во всех случаях ловильные инструменты спускают в скважину со стандартным набором инструментов с целью обеспечения необходимого веса и проведения ударов.

В первом случае для залавливания спускают ловильный инструмент "кошку" (см. рис. IV. 29). При спуске в скважину рожки "кошки" уплотняют проволоку и пропускают ее вовнутрь, а выступы собирают ее в кольца. При подъеме ловителя проволока, собранная в кольца, захватывается крючком.

Перед спуском "кошки" определяют глубину, на которой находится оборванный конец проволоки или троса. Для этого принимаются во внимание глубина спуска упавшего инструмента, длина извлеченной из скважины проволоки или троса в зависимости от их типа и размера НКТ, а также глубина падения верхнего конца оборванной проволоки (троса).

Можно воспользоваться формулой, рекомендуемой ОКБ Нефтемаш: $H_0 = H - 0,992 L$, где H_0 — глубина нахождения оборванного конца проволоки от устья; H — глубина нахождения упавшего инструмента; L — длина проволоки, оставшейся в скважине.

Ниже приводятся величины оседания проволоки, находящейся в трубах.

Условный размер труб, мм	60	73	89
Оседание проволоки, м	3	5	8

Если инструмент упал на глубину, заданную для его установки, то $H_0 = 1,008 (L_3 - L_2)$, где L_2 — показания счетчика после подъема оборванного конца; L_3 — показания счетчика в конце спуска инструмента.

Если нет уверенности в этом, то за глубину его нахождения принимается глубина первой его остановки во время спуска.

При попытке захвата аварийной проволоки (троса) ловильный инструмент не должен спуститься ниже ее оборванного конца более чем на 12–15 м. В противном случае могут возникнуть дополнительные осложнения. Для осуществления нормального захвата оборванного конца проволоки необходимо ловильный инструмент спускать медленно, нащупывая проволоку.

Во втором случае спускают инструмент для подъема приемного клапана (см. рис. IV. 20) или ловитель для захвата ловильной шейки замка (см. рис. IV. 19). На инструменте для подъема приемного клапана устанавливают алюминиевый (или латунный) срезной шрифт, что обеспечивает освобождение заловленного инструмента при предельных (для проволоки) нагрузках и извлечение его на поверхность с целью спуска ловителя уже на тросе.

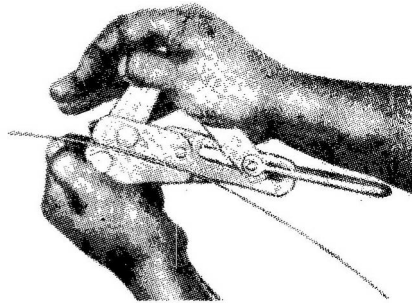
Для залавливания короткого конца проволоки (менее 1 м) применяется специальное устройство, которое позволяет защементировать аварийную проволоку между конусными поверхностями устройства при его подъеме.

Осложняются работы, выполняемые инструментом, который спускают на проволоке, в случае невозможности извлечения клапанов из ниппеля или их заклинивания в трубах. При этом многократные удары яссами при высоких нагрузках на проволоку могут привести к ее обрыву в любом слабом месте.

Ловильные работы по извлечению аварийной проволоки из скважины связаны с большими затратами времени и средств. Поэтому при подозрении на снижение прочностной характеристики проволоки (после многократных ударов яссами) необходимо использовать трос (для создания более высоких нагрузок) или же отрезать проволоку в скважине, непосредственно над устройством для закрепления проволоки, предотвращая тем самым ее обрыв у устья.

Работы эти осуществляются следующим образом. Следует закрыть плашки превентора и снизить давление в лубрикаторе. Убедившись в герметичности превентора, отсоединить быстросъемную муфту над ним

Рис. VIII. 2. Канатный замок для проведения работ по монтажу и демонтажу лубрикатора



и приподнять лубрикатор. Закрепить проволоку, выступающую из-под лубрикатора в канатном зажиме, который представляет собой две планки, сжатые болтами, установив его на верхний торец превентора. Осторожно, чтобы не повредить проволоку, спустить на пол буровой лубрикатор. Вытянуть снизу из лубрикатора 3 м проволоки, надеть на нее и закрепить канатный инструмент для отрезания проволоки в скважине (см. рис. IV. 31). Затем втянуть инструмент вместе с проволокой в лубрикатор и прикрепить проволоку к корпусу лубрикатора канатным замком (рис. VIII. 2). Поднять лубрикатор совместно с инструментом для отрезания проволоки в скважине, потянуть проволоку с помощью лебедки и демонтировать канатный зажим. Посадив инструмент для отрезания проволоки на плашки превентора, соединить лубрикатор с превентором. Далее необходимо снять замок и потянуть проволоку с помощью лебедки с таким расчетом, чтобы она по возможности выпрямилась в скважине. При открытии превентора инструмент для отрезания проволоки свободно падает в лифтовые трубы и, достигнув канатного инструмента, перерезает проволоку в месте соединения ее с канатным инструментом.

Поднимают освободившуюся от канатных инструментов проволоку. Захватив инструмент для отрезания проволоки за ловильную головку, поднимают и его. Приступают к залавлыванию заклиненного канатного инструмента теми же ловильными инструментами, но применяя при этом уже трос.

При обрыве проволоки возможны случаи, когда, вытянув аварийный конец ее из скважины, необходимо закрепить его на барабане лебедки для подъема оставшейся части проволоки с инструментом. В подобных условиях можно воспользоваться приспособлением, состоящим из двух роликов от замка для каната типа IV ЗП, которые соединяются куском троса длиной 10—20 см. Конец проволоки из скважины оборачивают вокруг одного ролика и крепят ее так же, как и к канатному замку. Конец проволоки с барабана таким же образом крепят ко второму ролику. Теперь можно извлечь аварийную проволоку наматыванием ее на барабан лебедки.

При проведении работ с помощью канатной техники возможно застревание инструмента при спуске или подъеме. Для извлечения его ловильным инструментом необходимо обрезать проволоку у замка за-

стрявшего инструмента. С этой целью также применяется разрез проволоки (см. рис. IV. 31).

При ловильных работах необходимо определить положение инструмента (форму и размер верха), оставшегося в скважине, в целях подбора соответствующего ловильного инструмента. Для этого используют свинцовую печать (см. рис. IV. 32). На печати должен быть отпечаток инструмента, оставшегося в скважине. Если свинцовая часть печати деформируется по наружной поверхности, то это указывает на смятие труб. Если же получится отпечаток, то можно предположить, что печать вошла в соприкосновение с песком. Применяются печати разных размеров в зависимости от диаметра НКТ, в которых ведутся работы.

Ловильные работы, осуществляемые с помощью инструмента, спускаемого на проволоке, в скважине под давлением, нередко требуют установки на устье трех секций лубрикатора, так как необходимы два (аварийный и ловильный), а иногда и три набора инструментов. Для монтажа трехсекционного лубрикатора на скважине нужно установить вышку или какой-либо подъемный агрегат, имеющий стрелу с большим вылетом. Проводить монтаж и демонтаж лубрикатора в этих случаях с помощью телескопической мачты невозможно.

При работах по извлечению заклиненного в лифтовых трубах инструмента, если нагрузка на проволоку превышает предел ее прочности, применяют трос диаметром 4,76 мм.

Если поднять аварийный инструмент, оставшийся в НКТ, ловильным инструментом, спущенным на тросе, не представляется возможным из-за необходимости приложения нагрузки свыше предела прочности троса, то используют малогабаритную колонну НКТ.

Подобная ситуация наблюдалась в одной из скважин ВПО "Каспморнефтегазпром" при открытии циркуляционного клапана ("скользящей гильзы") для освоения скважины. Инструмент подбросило с такой силой, что он "пролетел" вверх мимо проволоки, оставив ее ниже себя, несмотря на кажущийся малый зазор между инструментом для открытия циркуляционного клапана (наружный диаметр 59 мм) и НКТ (внутренний диаметр 62 мм). Попытки извлечения аварийного набора инструмента и проволоки с помощью ловителя, спущенного на проволоке и затем на тросе, оказались неудачными. Ликвидация аварии осложнилась еще и тем, что на устье заглушенной глинистым раствором скважины давление было равно 1,5 МПа. Аварию ликвидировали через смонтированную на устье промывочную головку ЦИССОН без подъема лифтовых труб, спустив в них колонну НКТ диаметром 48 мм с компоновкой низа, составленной (снизу вверх) из ловителя, короткой штанги и шарнира. При давлении на устье более 2 МПа необходимо применять специальную установку для спуска труб под давлением [40].

При отвинчивании ловильной головки клапана-отсекателя возникают следующие аварийные ситуации: ловильная головка, выброшенная из труб потоком, застревает в фонтанно-компрессорной арматуре у штуцера или же заклинивается в трубах либо в ловильной шейке замкового устройства или фонтанной арматуре. В последнем случае создаются более сложные ситуации.

Таблица VIII. 2

Возникшая авария	Возможная причина аварии	Возможный вариант предотвращения аварии	Ликвидация аварии
1. Подброс инструмента в трубах, образование "жучков" и сальников на проволоке и обрыв ее при извлечении газлифтного клапана	Не выравнено давление в НКТ с давлением в затрубном пространстве	Снизить давление в затрубном пространстве скважины	Спустить печать, затем в зависимости от характера обрыва проволоки соответствующим инструментом ликвидировать аварию
2. Частый обрыв проволоки у замка инструмента при работе яссом	Проволока пришла в негодность в связи с длительной эксплуатацией	Своевременно отрезать изношенную часть проволоки	Спустить печать, затем набор инструментов для подъема газлифтного клапана, заловить оставшийся в скважине инструмент и поднять его на поверхность
3. Обрыв проволоки: при работе со скользящей втулкой	Образование "жучка" в связи с перепуском проволоки	Следить за показанием индикатора веса, не устанавливать в НКТ скользящую втулку и ниппель на близком расстоянии друг от друга	Спустить "кошку" и затем – инструмент для подъема газлифтного клапана. Перед каждым спуском ловильного инструмента необходим контрольный спуск печати
при работе с клапанами	Образование "жучка" в связи с перепуском проволоки	Следить за показанием индикатора веса	То же
при работе со спуско-подъемным инструментом	Изгиб проволоки при монтажных работах на устье	Стараться не изгибать проволоку под прямым углом. При обнаружении изгиба или риска обязательно изолировать участок проволоки	
4. Клапан заклинен в седле	Отложение грязи на клапане		Спустить инструмент для среза проволоки у замка. Спустить желонку, очистить НКТ и ловильным инструментом извлечь клапан
5. Падение газлифтного клапана на	Недостаточно сжаты пружины	Подогнуть пружинные захваты инстру-	Выловить клапан инструментом для подь-

Возникшая авария	Возможная причина аварии	Возможный вариант предотвращения аварии	Ликвидация аварии
забой скважины	ные захваты инструмента для подъема газлифтного клапана	мента для подъема газлифтного клапана. Установить на башмаке лифтовых труб ниппель с ограничителем	ема газлифтного клапана
6. Образование сальников из проволоки при ловильных работах	При достижении инструментом заданной глубины и остановки его возникло провисание проволоки	Спуск инструмента проводить осторожно, следить за показанием индикатора веса во избежание провисаний проволоки	Спустить инструмент "кошка"
7. Непредвиденное падение нагрузки на индикаторе натяжения проволоки: при спуске инструмента с газлифтным клапаном	В стволе труб оставлен кусок проволоки	После вылавливания аварийной проволоки в трубах провести контрольный спуск инструмента "кошка", а затем шаблона	Поднять инструмент, спустить "кошку"
при ловле газлифтного клапана	Преждевременное срабатывание отклонителя		Извлечь инструмент с клапаном, перестроить отклонитель и спустить в скважину
8. Отвинчивание канатного инструмента и падение его	Плохо навинчен канатный инструмент	При навинчивании канатного инструмента использовать специальные ключи и смазки	Спустить подъемный инструмент и выловить предмет

Для того чтобы извлечь клапан-отсекатель, необходимо прежде поднять аварийную втулку. Определяются местоположение аварийного предмета и его относительное расположение в трубах спускаемой на проволоке печатью. По отпечатку на торцевой стороне печати подбирается необходимый ловильный инструмент (овершот, шлипс, магнит и т.д.). При невозможности извлечения аварийного предмета его необходимо освободить из заклиненного положения в трубах, работая кувалдой. Затем дать поработать скважине и проверить, не выброшен ли восходящим потоком аварийный предмет к устью. При отрицательном результате нужно продолжить ловильные работы, которые могут завершить

ся удачей в связи с тем, что расположение аварийного предмета в трубах изменилось.

Клапан-отсекатель (его замок) с отвернутой и выброшенной восходящей струей газа на поверхность ловильной головкой извлекается с помощью шлипса, спускаемого на проволоке или тросе.

В табл. VIII. 2 приведены возможные аварии при работе канатной техники и меры по их предупреждению и ликвидации.

ГЛАВА IX ПОДГОТОВКА, НАЛАДКА, ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ КАНАТНОЙ ТЕХНИКИ

Обеспечение высокой работоспособности современных конструкций канатного оборудования в значительной мере зависит от качества подготовки и наладки используемого оборудования и инструмента. Особую важность этот фактор приобретает при эксплуатации скважин, освоение которых ведется в сложных природно-климатических и геологических условиях [18].

МАСТЕРСКАЯ ПО ПОДГОТОВКЕ, НАЛАДКЕ И РЕМОНТУ КАНАТНОЙ ТЕХНИКИ

Применение канатной техники для подземного ремонта скважин с максимальной эффективностью обусловило необходимость создания на промыслах специальных мастерских по монтажу, обслуживанию и ремонту современного подземного и наземного скважинного оборудования. Всесторонне продуманная система, основанная на применении прогрессивных методов и оптимальных условий труда, обеспечивает в мастерской высокое качество подготовки оборудования и инструментов и, как следствие, высокую надежность эксплуатации скважин при использовании оборудования и инструментов, спускаемых в скважину на проволоке или тросе. Оснащение этих мастерских зависит от объема ремонтных работ.

Мастерская по ремонту канатной техники должна выполнять следующие виды работ:

1. Профилактический осмотр, проверку и отбраковку канатного оборудования, не соответствующего техническим условиям.

2. Проверку годности и дальнейшего использования канатных инструментов, бывших в работе, а также выделение инструментов, подлежащих ремонту, связанному с заменой изношенных деталей.

3. Ремонт канатных инструментов и оборудования, который включает:

ремонт канатной техники, в том числе комплекта канатных инструментов, гидравлических лебедок, лубрикаторов и превенторов для проведения канатных работ;

ремонт канатного технологического оборудования (отсекающих, газлифтных и других клапанов);

ремонт скважинного оборудования (пакеров, циркуляционных клапанов механического действия, срезных клапанов, разъединителей колонн, скважинных камер, ингибиторных клапанов и др.);

ремонт наземного оборудования (пультов управления клапаном-отсекателем, пилотных клапанов, прерывателей газа для периодической эксплуатации скважин и др.).

Все перечисленные ремонтные операции проводятся в мастерской в строгом соответствии с требованиями технологического процесса ремонтных работ. В этой связи мастерская по подготовке скважинного оборудования оснащается комплексом установок и устройств, позволяющих проводить весь цикл перечисленных выше работ, а также подготовку и испытание нового и отремонтированного фонтанно-газлифтного оборудования и инструментов.

Подготовка оборудования и инструментов включает тарировку и опрессовку схемных газлифтных клапанов, опрессовку всего подземного оборудования (пакеров, циркуляционных клапанов типа "скользящая гильза", предохранительных клапанов-отсекателей и других) перед спуском в скважину и его шаблонировку, проверку открытия и закрытия циркуляционного клапана типа "скользящая гильза", дистанционно управляемых клапанов-отсекателей, тарировку пилотных клапанов, устанавливаемых на выкидных линиях, периодическую опрессовку лубрикаторов и превенторов, смену масла в гидравлических яссах и испытание их, подготовку и установку соответствующих срезных штифтов на инструментах, периодическую тарировку индикаторов натяжения проволоки, определение усилия, необходимого для среза штифтов.

Мастерская укомплектовывается следующими стендами и приспособлениями: комплексом для подготовки съемных газлифтных клапанов; стендом для опрессовки подземного оборудования, спускаемого на НКТ; стендом для тарировки пилотных клапанов комплекта оборудования предохранительного клапана-отсекателя; стендом для тарировки индикаторов натяжения проволоки и других приборов; стендом для испытания гидравлических яссов; стендом для испытания срезных штифтов; трубными тисками для сборки-разборки крупногабаритного оборудования (предохранительных клапанов-отсекателей, спускаемых на НКТ, циркуляционных клапанов механического действия, пакеров и т.д.); блоком насосов для опрессовки оборудования с автоматическим управлением; блоком компрессора.

Кроме того, в мастерской по ремонту канатных инструментов и скважинного оборудования необходимо иметь стеллаж для готовых деталей и узлов; стеллаж для инструментов, используемых при сборке и разборке канатных инструментов; верстак для сборки-разборки газлифтных клапанов; верстак для сборки и разборки канатных инструментов; тиски для сборки и разборки канатных инструментов; пирамиду для газлифтных клапанов; ванну для мойки оборудования; стенд для подготовки комплекта предохранительного оборудования; стеллаж бывшего в работе и подлежащего проверке скважинного оборудования; стеллаж бывших в работе и подлежащих проверке канатных инструмен-

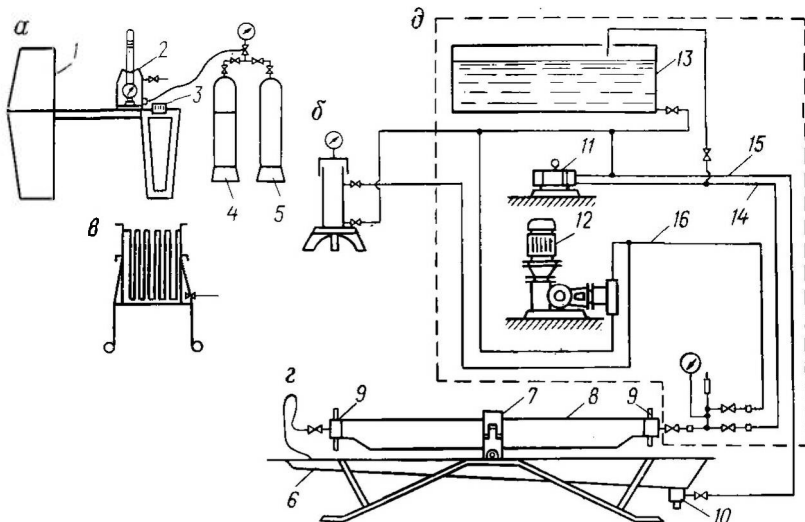


Рис. IX. 1. Мастерская по подготовке газлифтного и фонтанного скважинного оборудования и канатной техники

тов; стеллаж горных бывших в работе канатных инструментов; токарный станок; сверлильный станок; установку для намотки проволоки на барабан лебедки.

Мастерскую оборудуют также шкафами для оборотных запасных частей всех типоразмеров, находящихся в эксплуатации, которые обеспечивают хорошую сохранность запасных частей и позволяют с наименьшими затратами времени подобрать ту или иную запасную часть, необходимую при ремонте оборудования или инструмента.

Мастерская обеспечивается также таями и автокаром для облегчения транспортировки и обслуживания крупногабаритного и тяжелого оборудования.

Оборудование для подготовки съемных газлифтных клапанов (рис. IX. 1) включает установку *а* для зарядки и тарировки клапанов, камеру *б* высокого давления для их опрессовки, устройство *в* для термостатирования клапанов, установку *г* для опрессовки скважинных камер с газлифтными клапанами и гидравлическую систему *д*.

Установка для зарядки и тарировки газлифтных клапанов обеспечивает их зарядку азотом и тарировку на заданное давление открытия с помощью сжатого воздуха. В установку входят верстак 1, стэнд для зарядки и тарировки клапанов 2, два специальных ленточных ключа для зажима клапана при сборке и разборке, один 3 из которых неподвижно закреплен хомутами на верстаке, баллоны с азотом 4 и сжатым воздухом 5 (давление не менее 10 МПа). Верстак 1 имеет шарнирно-выдвижные полки, на которых размещают запасные части и инструменты для клапанов каждого типоразмера. Заряжают клапаны азотом из бал-

лонов, а тарируют — сжатым воздухом при определенной температуре. Баллон с азотом поставляется в лабораторию с завода, а сжатый воздух нагнетается в баллон непосредственно в лаборатории с помощью смонтированного здесь компрессора типа 2 АК-150.

В комплект стенда входит набор загрузочных и испытательных втулок для каждого типоразмера газлифтных клапанов.

Камера высокого давления *б* предназначена для опрессовки газлифтных клапанов с целью определения остаточной деформации сильфонов. В камеру закладывается до пяти газлифтных клапанов, которые укладываются в ячейки.

Устройство для термостатирования газлифтных клапанов *в* служит для поддержания температуры тарируемых газлифтных клапанов. Нагрев, охлаждение, поддержание температуры и перемешивание воды осуществляются в ней автоматически.

Установка *г* для опрессовки оборудования (рис. IX. 1) служит для заполнения скважинного оборудования (скважинной камеры, пакера, циркуляционного клапана и др.) опрессовочной жидкостью (маслом) и создания в нем требуемого давления.

Установка *г* для опрессовки оборудования состоит из ванны *б* с укрепленным на ней шарнирным зажимом *7*, трубопроводов высокого и низкого давления, быстросвинчивающихся соединений для присоединения опрессовываемого оборудования *8*, сливного устройства *10* и полуавтоматического пульта управления. Опрессовку проводят с помощью блока насосов (рис. IX. 1, *д*), состоящего из шестеренчатого масляного насоса *11* и дозаторного насоса высокого давления *12* (типа НД 16/400).

Максимальное давление опрессовки равно 40 МПа. На линии высокого давления установлен предохранительный клапан, оттарированный на 30 МПа. При необходимости создания давления выше 30 МПа к стенду (в его выходной патрубке) подключают ручной насос, рассчитанный на давление до 70 МПа.

Управление насосами гидравлической системы *д* осуществляется с помощью электрической схемы, состоящей из контрольно-измерительных приборов, сигнальных устройств и полуавтоматического блока управления. Полуавтоматический блок управления позволяет попеременно вручную включать насосы и автоматически выключать их при достижении заданного давления, что предохраняет насос, трубопроводы, опрессовываемое оборудование от повышенного давления.

Опрессовка оборудования проводится в следующей последовательности.

Оборудование *8*, подвергаемое опрессовке, устанавливают в специальном зажиме *7*, ввинчивают опрессовочные головки *9* и заполняют оборудование с помощью шестеренчатого насоса *11* и трубопровода *14* маслом из емкости *13*. Затем, переключив вентили, насосом высокого давления *12* по трубопроводу *16* создают необходимое давление (10–35 МПа) и поддерживают его в течение 15 мин. После опрессовки оборудования масло сливают в ванну *б*, откуда через сливное устрой-

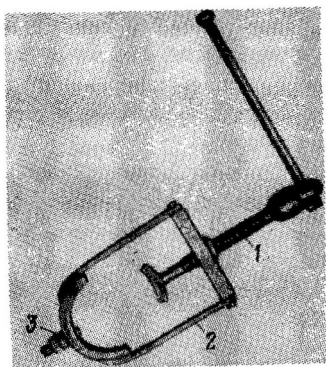


Рис. IX. 2. Установка для испытания гидравлического ясса

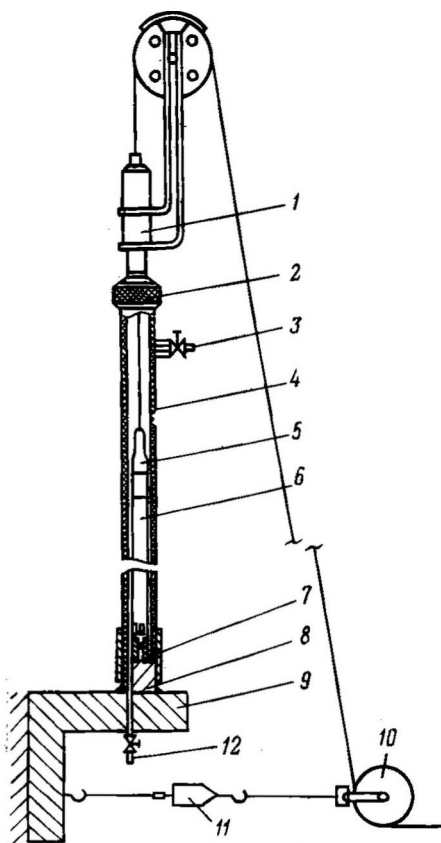


Рис. IX. 3. Приспособление для открытия дистанционно управляемого клапана-отсекателя

ство 10 по трубопроводу 15 его откачивают насосом 11 в емкость 13.

Описанные работы позволяют сократить затраты ручного труда и уменьшить численность обслуживающего персонала.

Установка для испытания гидравлических яссов (рис. IX. 2) состоит из корпуса 4, в котором монтируется гидравлический ясс 6, сальниковой головки с направляющим роликом 1, привинченной гайкой 2 к корпусу, и натяжного ролика 10. Корпус 4 навинчивается с помощью муфты 7 на втулку 8, установленную на кронштейне 9. Трубка 12 служит для циркуляции жидкости. Проволока от замка 5, навинченного на ясс, подается на барабан лебедки, которой создают давление, фиксируемое датчиком индикатора натяжения проволоки 11. Через вентиль 3 осуществляют циркуляцию горячего ($20-90^{\circ}\text{C}$) раствора под давлением в корпусе 4 стенда, имитируя скважинные условия.

Использование этого стенда позволяет предотвратить отказы гидравлического ясса при работе в скважине, которые были обусловлены проникновением в полость цилиндра ясса воздуха или утечкой масла из цилиндра [37].

Установка для тарировки индикаторов натяжения проволоки позволяет создавать и регистрировать растягивающее усилие на индикаторе натяжения проволоки. Растягивающее усилие создается гидравлически с помощью ручного насоса, закачивающего жидкость в полость над поршнем, к которому прикреплен один конец индикатора натяжения. Второй конец индикатора прикреплен к неподвижной стойке.

Стенд для тарировки пилота. Для осуществления автоматического управления клапаном-отсекателем необходим датчик, передающий сигнал блоку управления об изменении давления на контролируемом объекте, а в случае аварии для автоматического закрытия предохранительного клапана-отсекателя. Этим датчиком является пилотный клапан. Как показала практика, подготовить блок управления и пилотный клапан к работе и проконтролировать работу самого клапана-отсекателя целесообразнее в условиях мастерской, после чего их можно без труда и с гарантией установить на объекте (выкидной линии, трапе и т.д.). Тарировку пилотных клапанов проводят на специальном стенде, который включает баллон сжатого воздуха с редуктором, стол с установленным на нем пилотным клапаном, манометры, ручной насос и трубки диаметром 6 мм высокого давления, идущие от баллона к пилотному клапану и от ручного насоса под пилотный клапан. Создавая ручным насосом заданное давление, регулируют винт пилотного клапана до его срабатывания [18].

Ниже рассматриваются специальные приспособления, используемые при подготовке и наладке канатной техники.

Приспособление для открытия дистанционно-управляемого клапана-отсекателя (рис. IX.3). Это приспособление применяется для открытия спускаемого на проволоке дистанционно управляемого клапана-отсекателя на поверхности, в процессе испытания или перед его спуском, с целью присоединения спускового инструмента к замку и фиксации шарового клапана в открытом положении. Оно применяется также и для освобождения замка клапана-отсекателя от подъемного инструмента после его извлечения из скважины (когда шток инструмента защемлен в отверстии шарового клапана). Приспособление устанавливают на корпусе клапана-отсекателя против отверстия для подачи и фиксируют с помощью винта 1. Далее присоединяют к ниппелю 3 скобы 2 шланг насоса и создают в клапане давление, достаточное для открытия запорного узла клапана.

Приспособление для освобождения цанговых подъемных инструментов (рис. IX. 4) представляет собой два шарнирно связанных полукольца, на внутренних поверхностях которых под углом 120° ввинчены три винта с конусной оконечностью. Полукольца имеют рукоятки. При сжатии полуколец вокруг пазов, в которых находятся собачки цангового захвата устройства для извлечения, винты входят в эти пазы, раздвигая лепестки цанги и освобождая ловильную шейку заловленного инструмента.

Приспособление для закрепления замка (рис. IX. 5) дистанционно управляемого клапана-отсекателя на спускном инструменте навинчи-

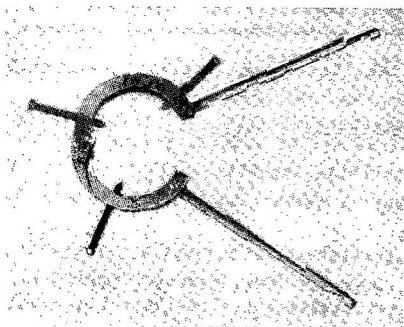


Рис. IX. 4. Приспособление для освобождения цанговых подъемных инструментов от ловильной шейки канатных устройств

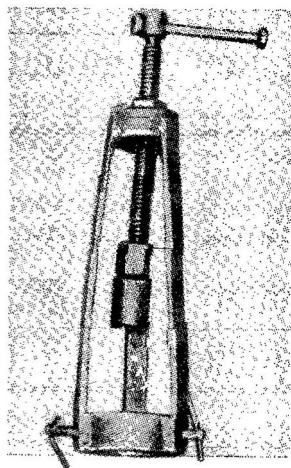


Рис. IX. 5. Приспособление для закрепления замка дистанционно управляемого клапана-отсекателя на спускном инструменте

вают на резьбу ловильной головки спускного инструмента и, зафиксировав его тремя боковыми винтами, зажимают пружину на спускном инструменте вертикально расположенным винтом. Это позволяет установить замок в инструменте. При отворачивании винта пружина разжимается, и замок закрепляется на спускном инструменте.

Приспособление для установки и замены срезных штифтов на цанговых канатных инструментах, спускаемых на проволоке (рис. IX. 6), представляет собой С-образную стойку 1 с вертикальным винтом 2 и основанием в виде ступенчатого конуса 4, позволяющим устанавливать в приспособлении инструменты 3 разных типоразмеров. Установив инструмент, требующий замены штифтов (ловитель, инструмент для подъема замка и т.д.), нижним торцом на основание приспособления и завернув винт, сжимают пружину инструмента до совмещения отверстий под срезной штифт. Другое приспособление для тех же целей представляет собой винт с нагнутой шайбой, снабженной ручкой. Винт навинчивают на сердечник устройства для извлечения инструментов. Далее, вращая шайбу до упора в инструмент, вытягивают сердечник и сдавливают пружину до совпадения отверстий под штифт.

Разработанные и применяемые в мастерской приспособления и устройства позволяют сократить время на подготовку, наладку и ремонт оборудования и инструментов, спускаемых на проволоке.

Слесарный инструмент. При ремонте оборудования и инструментов, спускаемых в скважину на проволоке или тросе, кроме комплекта обычного слесарного инструмента необходим еще и специальный слесарный

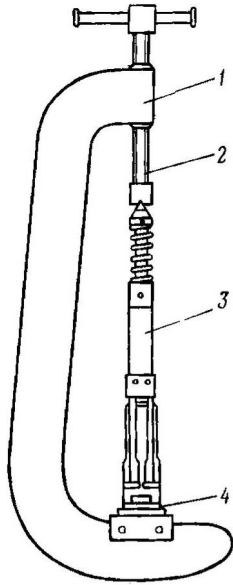


Рис. IX. 6. Приспособление для установки и замены срезных штифтов на цапговых канатных инструментах

инструмент без которого провести подготовку и ремонт канатной техники невозможно.

В комплект специального инструмента входят ключи с раздвижным зевом, ключи штанговые, ключи шарнирные, ключи шестигранные, ключ золотниковый, ключ регулировочный, ключ моментный.

Ключи с раздвижным звеном и цепные ключи применяют для свинчивания и развинчивания канатных инструментов и скважинного оборудования всех типоразмеров.

Ключ шарнирный предназначен для захвата газлифтного или другого клапана при сборке и разборке его. В комплект входят два шарнирных ключа для захвата клапана наружными диаметрами 38 и 25 мм. Захватив корпус клапана ключом, другим ключом отвинчивают корпус обратного клапана или корпус седла. Применение этих ключей позволяет проводить

сборку и разборку клапана, не деформируя его детали.

Ключ золотниковый предназначен для извлечения золотника, например в газлифтном клапане; ключ регулировочный — для снижения давления из сильфонной камеры клапана при его тарировке.

Ключ моментный служит для завинчивания деталей, например пробки газлифтного клапана, с определенным усилием.

Некоторые из рассмотренных приспособлений и инструментов позволяют проводить подготовку и мелкий ремонт оборудования и инструментов, спускаемых на проволоке, не только в мастерской, но и на скважине, что особенно важно в осложненных условиях эксплуатации.

РЕМОНТ КАНАТНОЙ ТЕХНИКИ

Ремонтные установки и стенды в мастерской обеспечивают ремонт всего комплекса канатной техники. Однако прежде чем ремонтировать канатный инструмент или оборудование, необходимо тщательно изучить технологию ремонта, определить наиболее эффективную последовательность проведения ремонта. Только в этом случае ремонт обеспечит предусмотренное полное восстановление первоначальных заводских параметров канатной техники.

В мастерской осуществляется мелкий, средний и планово-предупредительный ремонты оборудования и канатного инструмента.

Мелкий или текущий ремонты канатных инструментов проводят довольно часто, после каждого использования их в скважине. Они увеличивают продолжительность работы канатной техники до ее среднего

ремонта. С целью длительной безаварийной работы канатной техники систематически проводят профилактические осмотры и ремонты оборудования и инструментов, спускаемых на проволоке или тросе.

Пригодные для сборки детали должны удовлетворять следующим требованиям:

- кольцевые канавки под резиновые уплотнительные кольца не должны быть повреждены;

- уплотняющие поверхности не должны иметь выбоин, раковин, рисок, царапин;

- все резьбовые соединения должны быть исправными;

- детали не должны быть сработаны трением в результате длительных спуско-подъемных операций.

Мелкий ремонт выполняется не только в мастерской. Многие канатные инструменты ремонтируют операторы бригады по подземному ремонту скважин с помощью канатной техники во время подземного ремонта.

Условия работы оборудования и инструментов, спускаемых на проволоке, приводят к частому выходу из строя захватов и стаканов подъемных инструментов, резьб, пружин инструментов, проволоки, троса, у эксплуатационного оборудования — канатных узлов, пружин, силовых фонов, резьб и т.д.

Средний ремонт включает все перечисленные работы, выполняемые при мелком ремонте, а также замену изношенных деталей инструмента новыми, их смазку, заправку гидромаслом. Отремонтированное оборудование и инструменты проверяются на работоспособность. Средний ремонт выполняется только в мастерской. Он проводится в определенной, выработанной практикой, последовательности: доставка инструмента на ремонт; разборка инструмента; очистка и мойка всех узлов и деталей; определение пригодности узлов и деталей инструмента и их отбраковка; комплектация новыми деталями; сборка инструмента; проверка на работоспособность и испытание; передача инструмента мастеру бригады подземного ремонта канатной техникой.

Ремонты, связанные с изготовлением сложных и ответственных деталей, проводят на заводе в соответствии с техническими условиями на ремонт.

Такой порядок ремонта применяется для всех типоразмеров канатной техники за исключением шарнирного соединения. Шарнирное соединение — ответственный инструмент канатной сборки — изготавливается повышенной прочности. Оно обычно не требует ремонта. В случае повреждения или износа заменяют инструмент новым.

В процессе эксплуатации канатной техники возможны и вынужденные ремонты (аварийные или восстановительные), не предусмотренные планом. Поэтому планово-предупредительный ремонт проводят своевременно, не допуская износа оборудования и инструментов до такой степени, когда его ремонт становится технически невозможным или экономически невыгодным. Наряду с повседневным уходом необходимо через определенное число отработанных часов, указанных в инструкции по эксплуа-

тации, проверять канатную технику и при необходимости восстанавливать ее техническую характеристику.

Ремонт канатного инструмента в мастерских предусматривает замену быстроизнашивающихся деталей: захватов, цанг, пружин, стопорных и срезных штифтов, уплотнительных резиновых колец, плунжера гидравлического ясса, стаканов.

РЕМОНТ НАЗЕМНОЙ КАНАТНОЙ ТЕХНИКИ И ОБОРУДОВАНИЯ

Гидравлическая лебедка — основное наземное оборудование канатной техники. От ее состояния зависит надежная и безопасная работа инструментом, спускаемым в скважину на проволоке или тросе.

Обслуживание гидравлической лебедки включает подготовку ее к пуску, запуск и остановку лебедки, контроль за ее нормальной работой в соответствии с инструкцией по эксплуатации, устранение неполадок в процессе эксплуатации лебедки, проведение необходимых смазочных работ, плано-предупредительного ремонта и соблюдение правил техники безопасности.

Важное мероприятие — это профилактический осмотр лебедки. При этом осуществляется проверка правильности работы гидропривода по заданному циклу при номинальных нагрузках, давления, развиваемого насосами, настройки гидроаппаратуры, времени цикла работы гидропривода и времени срабатывания отдельных элементов; работы предохранительных клапанов, сигнальных и контрольных устройств. Порядок и сроки проведения работ даются в инструкциях по эксплуатации машин. Проводится также визуальная проверка герметичности соединений трубопроводов и уплотнительных устройств при номинальном давлении в гидросистеме, уровня жидкости в баке. Ведется контроль за состоянием фильтров, и проводится своевременная их замена. Важен также контроль за температурой рабочей жидкости и ее физико-химическими свойствами.

При капитальном ремонте гидравлической лебедки основными работами являются смена узлов гидронасоса, гидромотора и другие операции с последующей обкаткой узлов вхолостую на максимально допустимую нагрузку. Капитальный ремонт гидравлической лебедки для восстановления технических данных до паспортных дает положительные результаты, когда выполняется в заводских условиях.

На каждую гидравлическую лебедку необходимо завести журнал, в котором нужно регулярно фиксировать осуществляемые канатные операции, максимальную глубину спуска инструментов, длину проволоки на барабане, неполадки и количество часов работы лебедки. В этом же журнале отмечается проведенный ремонт узлов лебедки.

После каждого использования лубрикатора все внутренние детали сальника тщательно моются и очищаются от грязи.

После проведения серии канатных операций все трущиеся детали сальника ревизируются.

Резиновые уплотнители проверяются и в случае износа меняются. Проверяются на симметричность втулки, ограничивающие резиновые уплотнители проволоки. Изношенность их недопустима.

Не допускается износ уплотнительной втулки сальника. При расширении в ней отверстия под проволоку втулка заменяется новой.

Также должна периодически осматриваться и при необходимости (при ее износе) заменяться новой противовыбросовая втулка сальника.

Быстросвинчиваемые гайки лубрикаторные трубы обтираются. Все резиновые кольца и манжеты проверяются на износ. Обычно уплотнительные манжеты гаек служат продолжительное время, тем не менее выход их из строя возможен в любой момент, и поэтому требуется проверка лубрикатора после каждого его использования.

Гидравлические индикаторы натяжения проволоки после ремонта подвергаются следующим испытаниям: внешнему осмотру комплекта; испытанию измерительного прибора; испытанию силоизмерительного датчика; параллельному испытанию измерительного прибора и силоизмерительного датчика; испытанию запорного вентиля, соединительных клапанов в собранном виде; испытанию комплекта на стенде и т.д.

УХОД ЗА ПРОВОЛОКОЙ

Стальная проволока или трос, предназначенные для проведения канатных работ, поступают на промысел намотанные на барабан и испытанные в заводских условиях на прочность. На каждый барабан с проволокой должен иметься паспорт со следующими данными: номер барабана, длина, масса, ГОСТ, спецификация, диаметр (минимальный и максимальный), разрывное усилие (минимальное и максимальное), прочность на растяжение и скручивание, удлинение (минимальное и максимальное).

Продолжительность работы проволоки (троса) зависит не только от правильного выбора ее по нагрузке, но в значительной степени и от ее эксплуатации, ухода, перевозки и хранения.

Поэтому с целью обеспечения долговечности проволоки и безаварийности работы с ней необходимо соблюдать следующие обязательные правила:

1. Регулярно, по окончании серии однодневных работ, при последнем извлечении инструмента из скважины смазывать проволоку (канат). Смазка защищает проволоку от коррозии и предохраняет ее от излишнего трения. Для смазки рекомендуется применять машинное масло. Смазка обеспечивается вручную или путем использования масленки, смонтированной на ведущем ролике лебедки.

2. При подъеме инструмента из скважины с целью удаления влаги с проволоки, наматываемой на барабан лебедки, обязательно использование устройства для чистки проволоки, смонтированного на оттяжном ролике.

3. Следить, чтобы все ролики лубрикатора и лебедки имели канавки в соответствии с определенным диаметром проволоки (каната), были гладкими и имели предохранители против соскакивания проволоки.

4. Следить, чтобы проволока (канат) наматывалась на барабан правильными рядами, без промежутков между ними, плотно, без резких рывков.

5. Необходимо все время следить за тем, чтобы на проволоке не образовалось перегибов и не было осадин, рисок и зарубок. Нельзя ударять по проволоке. Особое внимание необходимо уделять наблюдению за состоянием проволоки при монтаже лубризатора.

6. Регулярно вести контроль за состоянием проволоки (каната) и заносить результаты работы лебедки и проволоки в специальный журнал, регистрируя нагрузки, в том числе допускаемые на проволоку во время ясирования.

7. При каждом креплении к канатному инструменту следует отрезать с конца 5–10 м наиболее изношенного куска проволоки, потерявшей свою прочность. Отрезают проволоку кусачками, а трос – секачем, используя наковальню. Браковать проволоку (трос), если при соединении ее с инструментом оператор обнаружит потерю ее упругости, что указывает на значительное уменьшение прочности проволоки по всей длине.

8. При сматывании проволоки с катушки и наматывании ее на барабан лебедки необходимо во избежание образования узлов обеспечить постоянное натяжение проволоки и плотную намотку ее на барабан.

9. Отбраковка троса проводится при перетирании и ломке его проволок. В таком виде трос может не обеспечить проходимость сквозь сальник лубризатора и вызвать осложнение при проведении канатных работ.

10. Хранить проволоку (трос), намотанную на барабан, необходимо в обогреваемом помещении. Ежегодно следует снимать упаковку с барабана и смазывать верхний ряд проволоки маслом.

В условиях мастерской проводится намотка новой проволоки (троса) на барабан гидравлической лебедки. Эта работа осуществляется следующим образом.

В катушку с проволокой вставляется стальной вал, который с обеих сторон обвязывается цепью. Цепь крепится к неподвижной перекладине, отстоящей от барабана лебедки на 10–15 м.

Проволоку, отмотанную от катушки, подают к пустому барабану лебедки, где она крепится в боковом отверстии фланца барабана у сердечника. При вращении пустого барабана лебедки проволока будет сматываться с катушки. Наматывать следует с небольшой скоростью, чтобы успевать укладывать проволоку на барабан лебедки правильными рядами, гладко.

В мастерской проводится также средний ремонт оборудования, спускаемого на НКТ, т.е. оборудования, которое при проведении канатных работ контактирует с канатной техникой.

ГЛАВА X

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ПОДЗЕМНОМУ РЕМОНТУ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ КАНАТНОЙ ТЕХНИКИ

Метод подземного ремонта скважин с помощью канатной техники получил развитие в отечественной нефтегазодобывающей практике сравнительно недавно. В последние же пять – шесть лет наметилась тенденция

к значительному увеличению объема и расширению географии применения этого прогрессивного метода.

Однако опыт организации труда при подземном ремонте с помощью канатной техники в литературе по нефти и газу не освещен. Учитывая же перспективность этого метода и дальнейшее увеличение объектов внедрения, вопросы организации канатных работ и их развитие приобретают большую актуальность.

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ОРГАНИЗАЦИИ КАНАТНЫХ РАБОТ

Работы по подземному ремонту с помощью канатной техники, как уже отмечалось, резко отличаются от обычного метода подземного ремонта, связанного со спуско-подъемными операциями с НКТ.

Работы с канатной техникой в большинстве случаев проводятся в скважинах под давлением с использованием специального устьевого герметизирующего оборудования (секционного лубрикатора, превентора и др.)

Нередко канатные работы осуществляются в процессе заканчивания скважин, являясь составной частью этого процесса, например при опробовании разведочных и освоении эксплуатационных скважин, законченных бурением, оборудовании их предохранительными клапанами-отсекателями.

Кроме того, канатную технику используют при установке в скважине с помощью замковых устройств глубинных приборов (манометров, термометров, расходомеров и др.) для записи изменения соответствующих параметров во времени; для извлечения аварийной проволоки и глубинных приборов, оставленных при работах по исследованию скважин.

Следует также отметить, что метод канатных работ — новый метод, не везде достаточно хорошо освоенный, а оборудование и инструмент: постоянно совершенствуются, разрабатываются новые конструкции, расширяется область применения канатной техники.

Отмеченные выше факторы требуют, чтобы канатные работы проводило специализированное организационно оформленное и технически оснащенное подразделение с необходимым штатом, оборудованием и инструментом.

Это подразделение проводит планирование канатных работ; канатные работы по подземному ремонту скважин с помощью канатной техники; канатные работы при опробовании разведочных и освоении эксплуатационных скважин, законченных бурением; некоторые виды работ при исследовании скважин (например, установку глубинных приборов, оснащенных замковыми устройствами для фиксации их в НКТ); подготовку, наладку и ремонт канатного оборудования и инструментов; испытание и освоение нового оборудования совместно с проектными и конструкторскими организациями.

Кроме того, специализированное подразделение осуществляет (на основании данных геолого-технической характеристики скважины, комплекса исследований и намеченного режима, выданных цехом по добыче

нефти и газа) подбор оборудования, расчет, подготовку и тарировку съемных газлифтных клапанов и предохранительных клапанов-отсекателей. Контролирует спуск специального оборудования на НКТ.

В состав подразделения входят бригады по подземному ремонту с помощью канатной техники, мастерская по подготовке, наладке и ремонту оборудования и инструментов.

СОСТАВ И ОРГАНИЗАЦИЯ ТРУДА В БРИГАДЕ

Бригада подземного ремонта скважин с помощью инструмента, спускаемого на проволоке (тресе), — основное производственное звено, осуществляющее канатные работы. Подземные ремонты бригада проводит в соответствии с графиком ремонтных и профилактических работ, разработанных на промысле.

В зависимости от числа скважин на промысле, подлежащих подземному ремонту с помощью инструмента, опускаемого на проволоке (тресе), и территориальной разбросанности число бригад подземного ремонта скважин может быть от одной до нескольких.

Работу на скважине проводит бригада, состоящая обычно из трех человек: старшего оператора, управляющего гидравлической лебедкой, и двух операторов по монтажу оборудования. Работой бригады руководит мастер, а в его отсутствие — старший оператор.

Каждая бригада имеет гидравлическую лебедку, комплекс необходимого оборудования и инструмента для проведения канатных работ в скважинах.

Наиболее ответственной и напряженной является работа оператора, управляющего гидравлической лебедкой. Он выполняет сложные манипуляции инструментом, подвешенным на проволоке диаметром 1,8—2,5 мм, на глубине до 6000 м, и поэтому должен быть постоянно сосредоточенным и внимательным, готовым среагировать на возникающие в процессе работы осложнения. В бригаде целесообразно иметь второго равноценного оператора для подмены оператора, управляющего гидравлической лебедкой. Это необходимо при работах в осложненных условиях, в глубоких скважинах, где непрерывная продолжительность операции может составлять более 8 ч.

Объем канатных работ по каждой скважине и последовательность выполнения отдельных операций на ней определяются нарядом-заданием, составляемым руководством цеха по добыче нефти (газа), и утверждает главным инженером нефтегазопромыслового управления.

В наряде-задании указываются следующие данные: номер скважины, конструкция обсадной колонны и ее геолого-эксплуатационная характеристика, конструкция лифта и глубина установки спущенного оборудования, его тип и размер, а также тип и размер устьевого оборудования. Также отмечают виды проведенных ранее в скважине канатных работ и полученные результаты. Затем указываются виды канатных работ, которые необходимо провести, и их последовательность.

Мастер знакомит всех членов бригады с конструкцией спущенного оборудования и объемом канатных работ в скважине и выдает оператору, управляющему лебедкой, технологическую карту (см. рис. VII. 2). Технологическая карта выполняется на плотной бумаге и используется всякий раз при проведении канатных работ в конкретной скважине. Карта устанавливается в планшет с прозрачной створкой. В таком виде картой удобнее пользоваться и она хорошо сохраняется. Данные, указанные в карте, позволяют бригаде качественно провести подготовку к предстоящим канатным работам: подобрать канатный инструмент соответствующего типоразмера, выбрать лубрикатор, переводную буферную муфту к лубрикатору в соответствии с типом фонтанно-компрессорной арматуры, смонтированной на скважине.

При проведении работ на скважине обслуживающему персоналу приходится пользоваться оборудованием, инструментом и приспособлениями до 100 наименований. В этой связи определенные требования предъявляются к размещению и хранению инструмента, приспособлений, деталей, запчастей, требующих при транспортировке надежной упаковки в специальные ящики.

Мастер бригады, под чьим руководством проводятся канатные операции, перед началом работы проверяет весь комплекс оборудования, инструменты и приспособления и в случае обнаружения недостатков принимает меры к их устранению. При значительной удаленности скважин от места дислокации мастерской по ремонту канатной техники целесообразно дублировать комплектность всего спускаемого инструмента при его транспортировке на скважину, а в морских условиях спуско-подъемный инструмент комплектовать с трехкратным запасом.

По окончании работ мастер заполняет и сдает рапорт бригады (прил. 2), в котором указаны проделанные операции, применяемое оборудование и инструмент, время проведения каждой операции, состав бригады.

Практика показывает, что работы с инструментом, спускаемым на проволоке, в ночное время нередко приводят к авариям, так как невозможен постоянный визуальный контроль за проволокой столь небольшого диаметра, идущей от барабана гидравлической лебедки к устью и вдоль секционного лубрикатора длиной 5 м и более, установленного на буферном фланце фонтанной арматуры. Расстояние от устья скважины до лебедки 20–25 м, причем проволока проходит через три ролика. Поэтому в ночное время проводить указанные работы не рекомендуется.

Производственный инструктаж — это обязательное условие в повседневной работе членов бригады. С рабочими бригад постоянно проводятся занятия, на которых анализируются производственные операции, возникшие осложнения, рассматриваются ситуации, которые могут быть на скважине при выполнении той или иной операции, намечаются меры предотвращения осложнений.

Если ремонт скважин инструментом, спускаемым на проволоке, организован технологически верно, то его можно проводить безаварийно в самых сложных условиях, в глубоких скважинах, эксплуатация кото-

рых осложнена наклонным профилем ствола, интенсивным отложением парафина в НКТ, высоким устьевым давлением (20 МПа и выше) и т.д.

Мастер бригады — это технический руководитель, он отвечает за своевременное выполнение ремонта, укомплектованность и хорошее техническое состояние оборудования и инструмента.

Специфика подземного ремонта, осуществляемого с помощью инструментов, опускаемых на проволоке, требует определенных навыков и высокой квалификации обслуживающего персонала. Операторы подземного ремонта — это рабочие широкого профиля, хорошо знающие сложное оборудование, агрегаты, механизмы, инструменты и контрольно-измерительные приборы.

Задачи и обязанности операторов по подземному ремонту с помощью канатной техники вытекают из задач, которые стоят перед коллективом бригады по подземному ремонту скважин.

РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ КАНАТНЫХ РАБОТ

Технология работ инструментом, спускаемым на проволоке в осложненных условиях, не позволяет регламентировать продолжительность всех элементов работы. Если затраты времени на спуск и подъем инструмента можно определить и технически обосновать даже с учетом наклонного профиля скважины, вязкости жидкости, находящейся в скважине, то время, затрачиваемое на операции, которые связаны с ударами яссами, регламентировать невозможно. Продолжительность работ в этих случаях зависит от многих факторов, в основном технического характера, обусловленных специфическими условиями эксплуатации оборудования (загрязнение посадочного nipples продуктами коррозии, наличие солевых или парафинистых корок на внутренних стенках оборудования и НКТ, наклонный профиль ствола скважин и др.), а также конструктивного несовершенства канатного инструмента. Поэтому определять нормы времени при операциях яссами смысла не имеет, так как их невозможно технически обосновать. В этом случае и затраты труда на одни и те же работы для разных производственных условий (даже при одинаковой глубине проведения работы в скважине) будут неодинаковыми.

Тем не менее общая продолжительность выполнения канатных работ зависит от соответствующего квалификационного уровня работающих, которые по ходу работы способны определять "узкие" места, учитывая и соизмеряя все явления, возникающие на рабочем месте, квалифицированно преодолевать осложнения, достигая таким образом максимального использования средств производства при минимальных затратах труда.

ПОДГОТОВИТЕЛЬНО-РЕМОНТНАЯ БАЗА

Рациональной организации работ при проведении ремонта скважин канатной техникой сопутствует правильная организация подготовительно-ремонтной базы (см. гл. IX).

Подготовительно-ремонтная база включает мастерскую по подготовке и ремонту оборудования, которой руководит старший механик или механик, а также стендовую скважину, оснащенную необходимым подземным оборудованием (посадочными ниппелями, скважинными камерами, скользящими гильзами и т.д.).

В мастерской высококвалифицированные слесари осуществляют подготовку всего оборудования и канатного инструмента, спускаемого в скважину на проволоке или тросе.

Пирамиды для хранения лубрикаторов, инструментов, спускаемых на проволоке, стеллажи и шкафы для оборудования и запасных частей обеспечивают их хорошую сохранность и позволяют с наименьшими затратами времени подобрать требуемое оборудование в мастерской для транспортирования его на скважину.

На стендовой скважине проводятся предварительные испытания новых конструкций канатного оборудования и инструмента, отработка технологии работ с ними.

РЕМОНТ МОРСКИХ СКВАЖИН

Технологически ремонт морских скважин инструментом, спускаемым на проволоке, от аналогичных работ в скважинах, расположенных на суше, существенно не отличается. Однако эти работы в скважинах, расположенных на стационарных морских платформах, в значительной мере осложняются следующими обстоятельствами:

- ограниченностью рабочих площадок устьев морских скважин;
- значительной удаленностью морских скважин от основных материально-технических баз, располагаемых обычно на суше;
- требованиями по охране моря от загрязнения нефтью и химическими реагентами;
- зависимостью канатных работ и операций по освоению скважин от гидрометеорологических условий в открытом море.

Канатные работы в море осложняются еще и тем, что устья морских скважин располагаются друг от друга на расстоянии 1,5–2,5 м. В таких условиях эксплуатация проволоки при канатных работах (особенно при ударах яссом) небезопасна. Проволока может порваться, зацепившись за какой-либо посторонний предмет.

Проведение канатных работ на стационарных морских платформах требует необходимых подготовительных работ и отдыха операторов, дислокации на скважину вместе с оборудованием и гидравлической лебедкой передвижной будки.

В ней смонтированы верстак с тисками, баллоны со сжатым воздухом и азотом, стенд для тарировки съемных газлифтных клапанов, а также и некоторые другие приспособления и устройства, позволяющие проводить подготовку, наладку, мелкий и средний ремонты оборудования непосредственно на платформе. Часть помещения будки предназначена для отдыха членов бригады, свободных от работы.

На двухъярусных морских стационарных платформах, где осуществляются кустовое бурение и одновременно эксплуатация скважин, буферный фланец фонтанной арматуры, на котором должен монтироваться лубрикатор, находится на уровне пола второго яруса, т.е. на высоте 6 м от настила первого яруса. В результате гидравлическую лебедку для канатных работ необходимо устанавливать на высоте 6 м и расстоянии 15–16 м от устья.

Инструментом Гипроморнефтегаз разработан специальный металлический постамент (ПКР-6) для капитального ремонта скважин высотой 6 м и размерами 15 × 10 м. Постамент перебрасывают на платформу крановым судном, приставляют к подвышечному блоку. Он служит для установки трактора-подъемника и укладки НКТ. Этот же постамент можно использовать и для установки гидравлической лебедки.

На морской стационарной платформе необходима установка подъемного крана, стрела которого сможет охватить всю рабочую площадь, в том числе и устье скважины, для выполнения монтажа и демонтажа лубрикатора и превентора.

ГЛАВА XI ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КАНАТНЫХ РАБОТ

Внедрение в нефтегазовое производство новых технических и технологических средств, обеспечивших выполнение подземного ремонта скважин с помощью инструмента, спускаемого на проволоке или тросе, оказало серьезное влияние на технику безопасности, существовавшую при традиционном подземном ремонте скважин. С внедрением нового метода ремонта без подъема НКТ из скважин значительно уменьшились число операций при выполнении отдельных технологических процессов и масса используемого оборудования и инструмента, мощности машин и механизмов, сократилось время на проведение подготовительно-заключительных операций. Все это положительно, прямо или косвенно, повлияло на степень безопасности труда.

В то же время, и этим нельзя пренебрегать, возросли скорости проведения технологических процессов и операций, что повысило степень риска при проведении канатных работ. Слдует к тому же учесть, что новый вид подземного ремонта скважин находит широкое применение преимущественно на новых нефтяных и газовых месторождениях, характеризующихся эксплуатацией фонтанных скважин с относительно высоким давлением на устье, повышенной опасностью открытого фонтанирования при повреждении или разрушении устьевого арматуры. В этих условиях увеличение объема канатных работ в процессе эксплуатации фонтанных скважин, связанное со сменой клапана-отсекателя, работы по освоению и исследованию скважин, требующие также применения проволоки или троса, могут создать весьма сложные ситуации с повышенной опасностью для обслуживающего персонала.

Следовательно, хотя новый метод ремонта менее трудоемок и прост

по сравнению с подземным ремонтом скважин, проводимым по старой технологии, тем не менее, отличаясь многообразием выполняемых работ, он содержит ряд опасных моментов, незнание, игнорирование или пренебрежение которыми могут привести к несчастным случаям или аварии в скважине.

Порядок безопасного выполнения ремонтных работ определяют правила и инструкции по технике безопасности. В этой связи текущий ремонт скважин без подъема насосно-компрессорных труб проводится в соответствии с действующими Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности и дополнительными требованиями, обусловленными спецификой работ с оборудованием и инструментом, спускаемым на проволоке [28].

Основанный на научно-технических достижениях новый вид подземного ремонта привел к качественным изменениям причин травматизма. Как показывает анализ, в этих случаях доля травм, происходящих по техническим причинам, снижается. Несчастные случаи происходят чаще по организационным причинам.

Эффективное средство снижения производственного травматизма, создания безопасных условий работ на скважине – разработка и внедрение мероприятий, направленных на обеспечение безопасности труда, предупреждение аварий, открытого фонтанирования скважин НКТ. Накопленный опыт при ремонте скважин без подъема НКТ показывает, что составные части этого комплекса неразрывно связаны с правильным использованием оборудования, механизмов, инструментов, применением исправного оборудования и инструментов, соблюдением установленной технологии ведения канатных работ, надлежащей подготовкой и содержанием рабочего места, организацией труда, удовлетворительной постановкой обучения, инструктажа рабочих и созданием нормальной производственной обстановки [9].

Большое значение для обеспечения безопасности и оздоровления условий труда работников, обслуживающих канатную технику, имеет выполнение следующих мероприятий:

- обеспечение соответствия конструктивного выполнения канатного инструмента требованиям безопасности его обслуживания;

- обеспечение соответствия конструкции канатного инструмента условиям проводимых работ и его исправность;

- обеспечение предварительного обследования НКТ и фонтанной арматуры скважины спускаемым на проволоке шаблоном диаметром и длиной, соответствующими максимальному размеру используемого канатного инструмента;

- обеспечение при монтаже канатных инструментов применения срезных штифтов, соответствующих размеров и материалов;

- обеспечение проведения канатных работ (операции с клапанными устройствами) исключительно в период прекращения эксплуатации скважины;

- обеспечение при открытии или извлечении канатных устройств выравнивания давления над и под устройством.

С целью безаварийного проведения канатных работ все технологи-

ческое оборудование и НКТ должны быть обследованы на проходимость еще до спуска их в скважину.

До начала работы необходимо проверить состояние рабочего места, предназначенных для предстоящей работы оборудования, инструментов и приспособлений по технике безопасности и в случае обнаружения дефектов принять меры к их устранению

Важное условие безопасного проведения канатных работ — это тщательное выполнение подготовительных операций, к которым относятся погрузка, разгрузка и транспортировка оборудования, инструмента и приспособлений, подготовка площадки на устье скважины, размещение оборудования и инструмента у скважины, осмотр и проверка исправности оборудования и инструмента, монтаж при помощи подъемного механизма лубрикатора с превентором на устье скважины. Весь этот комплекс должен обеспечить благоприятные и безопасные условия работы для бригад по ремонту скважин с помощью инструмента, спускаемого в скважину на проволоке или тросе.

Для обеспечения безопасности и удобства выполнения работ необходима рациональная организация рабочего места (рис. XI. 1). Это в первую очередь относится к подготовке мостков у ствола фонтанной арматуры, на буфере которой приходится монтировать превентор с лубрикатором, высота которого составляет 6 м, а при аварийных работах 8,5 м. Мостки должны быть чистыми и исправными, иметь настил размером не менее 2,5 x 2,5 м, выполненный из металлических листов с шероховатой поверхностью или из досок толщиной не менее 40 мм, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 40 см друг от друга, и борт высотой не менее 15 см, плотно прилегающий к настилу.

Проведение канатных работ допускается только с применением лубрикатора, оборудованного сальником (самоуплотняющимся или с системой дистанционного управления), уплотнителем проволоки, предотвращающими искрообразования при скольжении проволоки; манометром для контроля за давлением в полости лубрикатора; отводом с трехходовым краном или тройником для снижения давления в лубрикаторе перед его демонтажем; превентором для аварийного перекрытия устья скважины, обеспеченного перепускным клапаном для выравнивания давления. Лубрикатор с превентором опрессовывают на соответствующее давление, и по результатам опрессовки составляется акт.

Лубрикаторные трубы содержат накидные быстросвинчиваемые гайки, которые при переносе могут свободно сползти по трубе и травмировать пальцы рук рабочих. Применение специальных ограничителей, вворачиваемых в гайки, ликвидирует эту опасность при подготовительно-заключительных операциях.

Стоять людям под поднимаемым лубрикатором и на пути его перемещения, а также под мачтой при ее монтаже категорически запрещается.

Перед монтажом лубрикатора задвижки на фонтанно-компрессорной арматуре должны быть проверены на герметичность. Монтаж лубрикатора не допускается при неисправной буферной задвижке.

На высокодебитных скважинах с высоким пластовым давлением,

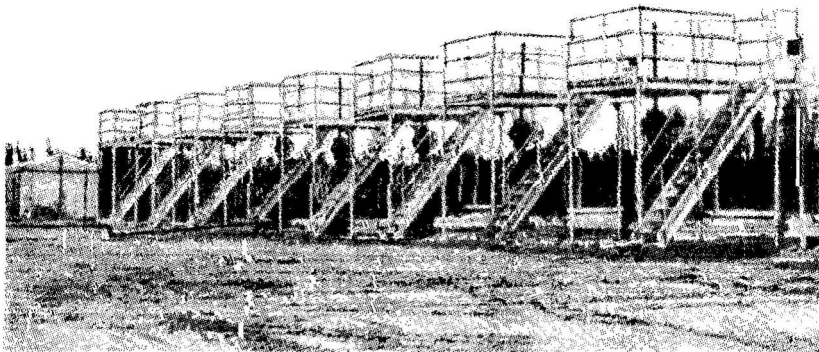


Рис. XI. 1. Куст скважин со стационарными устьевыми площадками для проведения канатных работ

где существует опасность разведения плашек, монтируется сдвоенный превентор с дистанционным управлением. Запрещаются эксплуатация и монтаж лубрикатора с превентором при давлениях, нагрузках и температурах, превышающих установленные паспортной характеристикой оборудования.

При спуско-подъемных работах запрещается подходить к проволоке и брать ее руками.

Крепление индикатора натяжения проволоки с натяжным роликом специальным хомутом к фонтанной арматуре проводят в месте, удобном для проведения спуско-подъемных операций. Как показывает опыт, ненадежное крепление индикатора натяжения проволоки приводит к авариям, связанным с обрывом проволоки. Установление профилактического времени замены изношенной проволоки, своевременный и тщательный уход за ней путем смазки при каждом подъеме инструмента также влияют на качество канатных работ и соблюдение техники безопасности.

Лебедка с приводом от гидросистемы для проведения канатных работ должна быть всегда оснащена необходимыми механизмами и приспособлениями, обеспечивающими безопасность работ. Спускать канатный инструмент при неисправности счетчика длины проволоки или индикатора натяжения проволоки запрещается. Перед началом канатных работ лебедку необходимо проверить на работоспособность привода, гидросистемы и реверсивного переключателя. Особое внимание при этом необходимо обратить на исправность тормозной системы лебедки, а также на правильную укладку проволоки на барабан лебедки. Важно также, чтобы шланги гидросистемы лебедки обладали высокой надеж-

ностью. Разрыв или прорыв шланга во время работы гидролебедки является причиной прекращения канатных операций и приводит к невозможности подъема канатного инструмента из скважины и к вытекающим отсюда нежелательным последствиям.

Работающему на лебедке должна быть обеспечена хорошая видимость устья скважины, мостков, ролика на сальнике, натяжного ролика, т.е. весь путь движения проволоки (троса). С этой целью лебедку устанавливают в удобном для работы месте, но обязательно с наветренной стороны. Лебедка обеспечивается световой и звуковой сигнализацией.

Кабель или шланг, соединяющий индикатор натяжения проволоки на устье скважины с показывающим прибором, установленным на панели управления лебедкой, укладывают на полу буровой так, чтобы исключить опасность случайных механических его повреждений.

При спуске инструмента привод лебедки, как правило, оставляют включенным для экстренного переключения работ на подъем инструмента в случае его внезапной остановки, чтобы предотвратить прихват.

Первый спуск канатного инструмента в скважину проводится на пониженной скорости (не выше 0,5 м/с). Последние 100 м проволоки с инструментом поднимают из скважины также на пониженной скорости, чтобы не произошли удар о сальник лубризатора, обрыв проволоки и падение инструмента в скважину. Запрещается спуск инструмента при образовании напуска проволоки.

Не следует применять молоток для выбивания песка из желонки, при извлечении она находится под давлением, равным пластовому. Желонки следует периодически проверять на износ и уточнение стенок.

Гидростатические желонки иногда содержат разгрузочный клапан. Однако такие клапаны быстро закупориваются и становятся опасными при работе с ними.

Канатные работы не столь сложны, однако требуют надежной техники, чтобы сделать труд при скважинных операциях высокопроизводительным и безопасным. Инструменты и приспособления всегда должны быть в полном комплекте, исправными и чистыми. Вокруг устья скважины (на полу) не должно быть никаких посторонних предметов. Грязь и разбросанность оборудования на площадке в буровой недопустимы при проведении канатных работ.

Использование канатных инструментов в совокупности со специальными приспособлениями, обеспечивающими безопасность канатных операций, позволяет свести к минимуму травмы рабочих и технические неполадки при канатных работах.

Бригада по ремонту скважин с помощью инструмента, спускаемого на проволоке, должна иметь необходимый набор приспособлений, обеспечивающий безопасность проведения канатных работ. С этой целью рекомендуется применение приспособления для чистки проволоки; захвата и хомута для проволоки; кусачек для резки проволоки; специальных клещей (ропсакета); приспособления для рубки троса; приспособления для удерживания быстросвинчиваемой гайки при переносе лубризатора; шестигранного ключа для открытия-закрытия предохра-

нительного клапана превентора; приспособления для зарядки штифтов в канатные инструменты; приспособления для облегчения утапливания цапг подъемных устройств при освобождении; выколотка для штифтов; устройства для проверки клапана-отсекателя на открытие-закрытие; элеватора и хомута для лубрикатора; приспособления для намотки проволоки с катушки на барабан лебедки; штанговых ключей; комплекта ловильных инструментов (см. гл. IV); вспомогательного инструмента (гаечных ключей, кувалд, молотков, зубил, секачей, ножовок, напильников), а также необходимого запаса штифтов соответствующих размеров и твердости для ведения канатных работ при осложнениях. Кроме того во избежание воспламенения выделяющегося из скважины газа следует использовать инструмент из неискрящего материала. Хорошо налаженная подготовка инструмента, используемого при работах с канатной техникой, позволяет значительно снизить вероятность аварии при проведении внутрискважинных операций.

В общем комплексе канатных работ значительное время занимают ловильные работы с проволокой.

Однако при осложнениях, когда не удается извлечь аварийный инструмент с помощью проволоки или троса, возникает необходимость спуска в скважину под давлением вместе с ловильным инструментом НКТ или штанг. Эти работы опасны и трудоемки и могут привести к открытому фонтану, если не принять соответствующих мер безопасности. С этой целью при высоком буферном давлении в скважине необходимо использовать на устье специальную установку по спуску труб под давлением [40]. При низком давлении (до 2 МПа) применяют герметизирующую устьевую головку ЦИССОН.

Значительное число канатных работ проводится в фонтанных и компрессорных скважинах, расположенных на кустовых площадках. Малооперационность процесса, отсутствие тяжелой ремонтной техники и необходимости демонтажа приустьевых площадок обуславливают невозможность повреждения фонтанной арматуры рядом расположенных скважин на кусте.

Канатные работы прекращаются при скорости ветра 10–12 м/с и более, во время ливня, грозы, сильного снегопада и тумана. Монтрование секционного лубрикатора с превентором на устье скважины при сильном ветре чрезвычайно опасно для обслуживающего персонала. В исключительных случаях проведение работ допускается с наступлением темноты, но при достаточном освещении рабочих мест.

При опасных концентрациях сероводорода в газе должны быть приняты меры против отравления людей.

Гибкая система обучения работающих и использование программированного метода обучения являются также необходимыми средствами улучшения техники безопасности при проведении канатных работ. Рабочие допускаются к работам по проведению канатных операций только после обучения их правилам безопасного ведения этих работ. Обслуживающий персонал при работе непосредственно на скважине обязан пользоваться специальной одеждой, обувью, каской.

В практике нефтегазодобычи с внедрением подземного ремонта с помощью канатного инструмента, спускаемого в скважину на проволоке или тросе, стало также возможным устранение опасности открытого фонтанирования и пожара на кусте путем использования клапанов-отсекателей, перекрывающих скважины при возникновении аварийного перепада давления или в результате срабатывания температурного индикатора. Однако безопасность работы скважины с высоким пластовым давлением, оснащенной полустационарным оборудованием с целью использования канатных работ, не решается только таким путем. Основными критериями в этом случае являются надежность и прочность обсадной колонны [8].

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Техническая характеристика насосно-компрессорных труб
с резьбой типа АМ

Внешний диаметр, мм	Масса 1 м трубы, кг/м	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Диаметр шаблона, мм	Диаметр муфты, мм		Страгивающее усилие для труб, 10 ⁴ Н			
					нормальный	специальный	<i>J</i> = 55	<i>C</i> = 75	<i>N</i> = 80	<i>P</i> = 105
60,3	7,60	5,54	49,22	46,84	68,5	66,5	36,7	50,3	53,5	70,3
	8,6	6,45	47,42	45,04	70,51	68,5	—	57,6	62,5	80,7
	9,4	7,12	46,06	43,71	72,54	—	45,8	62,6	66,7	87,5
	10,9	8,53	43,24	40,86	72,54	—	53,5	73	78	102,5
73	9,5	5,51	62	59,61	81,2	80,01	—	61,7	65,8	86,4
	11,5	7,01	59	56,61	84,51	82,91	56,2	76,7	81,6	107
	12,8	7,82	57,36	55	84,51	82,91	—	84,6	90,2	118,4
	14,5	9,19	54,64	52,26	87,71	—	—	—	—	—
	15,9	10,28	52,46	50,08	87,71	—	78,5	107	113,9	149,2
	17,4	11,18	50,67	48,29	95,25	—	83,9	114,3	122	160
88,9	11,5	5,49	77,93	74,75	96,60	98,17	55,6	75,9	80,9	—
	13,7	6,45	76	72,82	98,09	96,34	64,7	88,2	94,1	123,5
	15,2	7,34	74,22	71,04	99,49	97,84	72,8	99,3	105,8	—
	18,9	9,52	69,86	66,68	102,49	100,51	—	125,4	133,7	175,5
	20,4	10,49	67,89	64,72	105,11	102,26	100,7	137	146	191,9
	21,90	11,4	66,09	62,92	105,11	102,26	107,5	146,5	156	205
	23,5	12,4	64,1	60,92	108	104,85	115,2	156,9	167,4	220
101,6	14,2	5,74	90,12	86,45	109,86	—	66,9	91,2	97,3	—
	16,2	6,65	88,29	85,12	110,9	109,6	76,8	104,8	111,7	—
	19,4	8,38	84,84	81,67	113,49	110,64	94,8	129,3	137,9	181,4
	22,1	9,65	82,3	79,13	117,2	—	108	147	156,9	205,9
	24,6	10,92	79,76	76,59	117,2	—	—	—	—	—
114,3	18,8	6,88	100,53	97,36	123,49	—	89,2	122,6	130,8	—

НГДУ _____
 Цех по добыче нефти № _____
 Скважина № _____
 Вид работ _____

Гидролебедка _____
 Диаметр проволоки (каната) _____
 Лубрикатор _____
 Диаметр труб, наружный _____, внутренний _____
 Длина труб _____
 Арматура _____

Репорт бригады о ходе работ по ремонту скважин с помощью канатной техники
 за _____ м-ц 19____ г.
 Глубина скважины _____

№ п.п.	Состав бригады	Отработано, ч
1.	Оператор, управляющий лебедкой _____	
2.	Оператор 5-го разряда _____	
3.	Оператор 4-го разряда _____	

№ п. п.	Наименование и тип слущенного в скважину рабочего оборудования	Глубина установки, м	Компоновка канатного инструмента		Описание произведенных работ	Число произведенных ударов	Максимальное натяжение проволоки, Н	Время, ч			Примечание
			Тип	Масса, кг				подготовительных работ	фактической работы лебедки		
									начало	окончание	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алиев Н.А., Кроль В.С. Некоторые особенности проектирования завершающих операций строительства глубоких скважин. — Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1980, № 5, с. 38—41.
2. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. М., Недра, 1974.
3. Воробьев В.Д. Применение пакеров в нефтяных и нагнетательных скважинах. Обзор зарубежной литературы. Сер. "Нефтепромысловое дело". Изд. ВНИИОЭНГ, 1975.
4. Зайцев Ю.В. Состояние и перспективы расширения объемов внедрения газлифтного способа добычи нефти. НТО. Опыт применения газлифтного способа эксплуатации нефтяных скважин в СССР. Изд. ВНИИОЭНГ, 1970, с. 5—58.
5. Зайцев Ю.В., Кроль В.С. Кислотная обработка песчаных коллекторов. М., Недра, 1973.
6. Зайцев Ю.В., Максудов Р.А., Асфандияров Х.А. Оборудование для предотвращения открытых фонтанов нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1973.
7. Исаким Г. Добыча нефти и газа. Перевод с румынского. М., Недра, 1966.
8. Кроль В.С. Обеспечение надежности морских платформ. — Безопасность труда в промышленности, 1979, № 9, с. 57—58.
9. Кроль В.С., Карапетов А.К. Ремонт скважин в осложненных условиях с применением инструмента, спускаемого на тросе. Обзор сер. "Нефтепромысловое дело". Изд. ВНИИОЭНГ, 1980.
10. Кроль В.С., Карапетов А.К. Осложнения при освоении и эксплуатации сверхглубоких скважин. — Нефтепромысловое дело, 1979, № 4, с. 18—20.
11. Кроль В.С., Карапетов А.К. Применение пакерующих устройств в высоконапорных объектах глубоких скважин. Сер. "Нефтепромысловое дело". Изд. ВНИИОЭНГ, 1981.
12. Кроль В.С., Карапетов А.К. Применение дистанционно управляемых клапанов-отсекателей. — Нефтепромысловое дело, 1980, № 1, с. 18—20.
13. Кроль В.С., Карапетов А.К. Ликвидация аварий в скважинах без подъема насосно-компрессорных труб. — Нефтепромысловое дело, 1977, № 6, с. 25—28.
14. Кроль В.С., Карапетов А.К. Извлечение из скважин под давлением заклиненного в лифтовых трубах инструмента, спускаемого на проволоке. — Нефтепромысловое дело, 1978, № 11, с. 1—3.
15. Кроль В.С., Карапетов А.К. Предотвращение осложнений при проведении подземных работ инструментом, спускаемым на проволоке. — Машины и нефтяное оборудование, 1973, № 10, с. 6—8.
16. Кроль В.С., Нуриев Н.Б. Надежность работы газлифтной установки. — Нефтяное хозяйство, 1980, № 11, с. 30—32.
17. Кроль В.С., Эпельбаум Л.М. Подготовка и испытание в стендовых условиях оборудования для управления работой предохранительного клапана-отсекателя. — Машины и нефтяное оборудование, 1978, № 7, с. 10—13.
18. Лаборатория для зарядки, тарировки газлифтных клапанов / Р.А. Кулиев, В.С. Кроль, С.П. Петросян, А.К. Карапетов — Машины и нефтяное оборудование, 1973, № 2, с. 34—37.
19. Ли Г.С., Аржанов Ф.Г., Башин В.А. Метод канатных работ — Нефтепромысловое дело, 1975, № 4, с. 33—35.
20. Максудов Р.А., Доброскок Б.Е., Зайцев Ю.В. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений. М., Недра, 1974.
21. Мамедраев А.К., Кроль В.С., Карапетов А.К. Опыт применения пакера ППМГ-1 в скважинах НГДУ им. Серебровского, оборудованных газлифтными клапанами. — Машины и нефтяное оборудование, 1976, № 8, с. 22—24.

22. *Минхайров Ф.Л., Кушилков А.П., Пантелеев Г.В.* Методы определения места ввода рабочего агента в подъемных трубах газлифтных скважин. — Нефтепромысловое дело, 1975, № 10, с. 4—6.
23. *Нугаев Р.Я., Шарафутдинов И.Г., Шарипов А.Х.* Обеспечение безопасности работ при эксплуатации объектов добычи нефти и газа. Обзор сер. "Нефтепромысловое дело", Изд. ВНИИОЗНГ, 1978.
24. *Оборудование для газлифтной эксплуатации нефтяных скважин.* Каталог. Под ред. Ш.Т. Джафарова. М., ЦИНТИхимнефтемаш, 1979.
25. *Объемный гидропривод нефтепромыслового оборудования / А.А. Даниелян, А.В. Круткин, В.В. Орлов, В.А. Рокшевский.* М., Недра, 1975.
26. *Опыт спуска газлифтного оборудования в наклонную скважину для эксплуатации двух пластов / Ф.Г. Аржанов, В.С. Кроль, Г.С. Ли, Р.И. Медведский* — Тр. Сибирского ВНИИ нефтяной промышленности. 1975, вып. 1, с. 21—26.
27. *Особенности применения канатной техники в скважинах, обсаженных эксплуатационной колонной.* — Нефтегазодобывающая промышленность, 1977, № 2, с. 12—16.
28. *Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности.* М., Недра, 1975.
29. *Применение газлифтного способа добычи нефти за рубежом.* Обзор зарубежной литературы. Изд. ВНИИОЗНГ, 1968.
30. *Пухальская Э.Р.* Оценка критериев надежности инструмента для внутри-скважинных операций. — Машины и нефтяное оборудование, 1973, № 10, с. 21—24.
31. *Сафиев Н.И.* Установка для спуска и подъема на проволоке и канате. Баку, АНХ, 1980, № 12, с. 59—62.
32. *Силаш А.П.* Добыча и транспорт нефти и газа. Перевод с английского. Т. I М., Недра, 1980.
33. *Сорокотязгин Б.Е., Федюшкин В.Н., Симонов А.А.* Измеритель натяжения проволоки ИН-1. — Машины и нефтяное оборудование. 1972, № 2, с. 22—24.
34. *Справочная книга по добыче нефти.* Под ред. Гиматудинова Ш.К. М., Недра, 1974.
35. *Тенденция в развитии методов раздельной эксплуатации двух и более пластов в одной скважине.* Сер. "Добыча", Изд. ВНИИОЗНГ, 1972.
36. *Фазлутдинов А.Р., Городилов В.А., А.К. Свежинцев.* Образование гидратов при эксплуатации газлифтных скважин на Правдинском месторождении. — Нефтепромысловое дело, 1979, № 5, с. 27—29.
37. *Ценципер А.И., Краснобаев А.В., Кроль В.С.* Выбор оптимальных параметров гидравлического ясса и его испытание. НТС "Машины и нефтяное оборудование". Изд. ВНИИОЗНГ, 1973, № 3, с. 4—7.
38. *Шульга В.Г., Бухаленко Е.И.* Устьевое оборудование нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1975.
39. *Яковлев В.П.* Оператор по исследованию нефтяных скважин. М., Гостехиздат, 1959.
40. *Special services Otis Engineering Corporation Services and service equipment packages.* Dallas, Texas, 1985.
41. *Способности канатного метода обслуживания скважин.* Otis engineering corporation. Dallas, Texas, 1975.
42. *Глубинные приборы.* Каталог компании "Кастер" (США).
43. *Bascker Easter Division 1978—1979 Catalog.* Houston Texas.
44. *Wireline completion equipment and Subsurface Safety Systems.* Otis Technical Information Sistem. Houston Texas, 1978.
45. *Bowen Tools, Inc. 1976—1977. General Catalog.* The world's Leading Manufacturer of Oil, Gas and Water Well Drilling and Servicing Speciality Tools and Equipment. Houston. Texas.
46. *Catco incorporated.* Общий каталог оборудования. Houston, Texas, 1979.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава I. Основы метода подземного ремонта скважин без подъема насосно-компрессорных труб	3
Глава II. Технологические схемы компоновки подземного оборудования	11
Глава III. Оборудование, спускаемое в скважину на насосно-компрессорных трубах	21
Посадочные nipples	21
Скважинные камеры	25
Циркуляционные клапаны механического действия (типа "скользящая гильза")	26
Разъединители колонн	29
Клапаны для подачи ингибитора	30
Дистанционно управляемые предохранительные клапаны-отсекатели, спускаемые на колонне компрессорных труб	31
Пакеры	32
Телескопические соединения	33
Срезные клапаны	34
Противоэрозионный, защитный и перфорированный патрубки	34
Насосно-компрессорные трубы	35
Направляющее приспособление	38
Глава IV. Оборудование и инструменты, спускаемые в скважину на проволоке (тресе)	38
Стальная проволока и трос, применяемые для канатных работ	38
Основные виды оборудования и инструментов, спускаемых на проволоке (тресе)	40
Особенности работы канатных инструментов	41
Стандартный набор канатных инструментов	46
Оборудование, спускаемое в скважину на проволоке (тресе) и оставляемое для выполнения определенных технологических функций	52
Инструменты для спуска и подъема канатного оборудования	69
Канатные инструменты специального назначения	74
Инструменты для ловильных работ	81
Глава V. Устьевое оборудование для канатных работ	84
Лубрикатор	86
Сальниковый узел	87
Натяжной ролик	91
Индикатор натяжения проволоки	92
Превенторы для проволоки (троса)	96
Приспособления для монтажа лубрикатора	98
Глава VI. Гидравлические агрегаты для проведения канатных работ	101
Отечественные гидравлические установки	102
Гидросистемы и гидрооборудование установок типа ЛСГ	105
Зарубежные гидравлические установки	108
Глава VII. Технология подземного ремонта скважин с помощью канатной техники	109

Технология операций, характерных для всех видов канатных работ	109
Освоение скважин	127
Технология ремонтных работ в скважине	128
Проведение глубинных замеров и исследований	139
Глава VIII. Осложнения при проведении канатных работ, их предупреждение и ликвидация	143
Причины и характер возникновения осложнений при канатных работах	143
Мероприятия по предупреждению осложнений и аварий при работе инструментом, спускаемом на проволоке (тросе)	149
Методы работы с инструментом, спускаемым на проволоке (тросе), в осложненных условиях	154
Проведение ловильных работ с использованием канатной техники	157
Глава IX. Подготовка, наладка, обслуживание и ремонт канатной техники	163
Мастерская по подготовке, наладке и ремонту канатной техники	163
Ремонт канатной техники	170
Ремонт наземной канатной техники и оборудования	172
Уход за проволокой	173
Глава X. Организация работ по подземному ремонту скважин с помощью канатной техники	174
Общие вопросы организации канатных работ	175
Состав и организация труда в бригаде	176
Регламент проведения канатных работ	178
Подготовительно-ремонтная база	178
Ремонт морских скважин	179
Глава XI. Техника безопасности при проведении канатных работ	180
Список литературы	187
Приложения	189