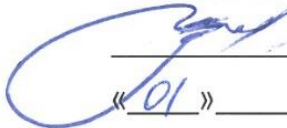




УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер АО «СинТЗ»


_____ Е.М. Засельский
« 01 » _____ 12 _____ 2020 г.

РЕКОМЕНДАЦИИ

по эксплуатации теплоизолированных насосно-компрессорных труб (ТЛТ)
изготовленных по ТУ 14-161-249 и ТУ 14-161-250

РАЗРАБОТАНО:

Начальник технического
управления АО «СинТЗ»
_____ Н.Т. Тихонцева
« 01 » _____ 12 _____ 2020 г.

Начальник ЦЗЛ АО «СинТЗ»
_____ И.П. Савченко
« 01 » _____ 12 _____ 2020 г.

Настоящая инструкция разработана с учётом требований следующих документов:

- API RP 5C1 «Обслуживание и эксплуатация обсадных и насосно-компрессорных труб»;
- API RP 5B1 «Калибровка и контроль резьбы обсадных, насосно-компрессорных труб»
- ИСО 10405 «Промышленность нефтяная и газовая – Обслуживание и эксплуатация и обслуживание обсадных и насосно-компрессорных труб».
- ГОСТ Р 56175 ИСО 10405 «Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по эксплуатации и обслуживанию».

1 Область применения

Настоящая инструкция содержит рекомендации по обслуживанию и эксплуатации труб теплоизолированных насосно-компрессорных (ТЛТ), изготовленных по ТУ 14-161-249 и ТУ 14-161-250 с резьбовым соединением гладких НКТ с треугольным профилем, резьбовым соединением «Батресс», предназначенных для оснащения эксплуатационных скважин с заданными температурными параметрами, с целью предупреждения образования парафинов и газогидратов, предотвращения растепления в зоне ММП, а также для транспортировки технологических сред, добычи и внутрипромыслового транспорта углеводородной продукции с температурой до 350°С.

2 Подготовка труб производится в соответствии с требованиями ГОСТ Р 56175 ИСО 10405 «Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по эксплуатации и обслуживанию».

3 Проведение спуско-подъемных операций труб.

3.1 Подготовленные комплекты из новых или бывших в эксплуатации труб, доставляемые на скважины должны быть защищены от повреждений резьбы труб и муфт предохранительными деталями.

3.2 Перед выполнением спуско-подъемных операций (СПО) на скважине необходимо провести следующие подготовительные работы:

- обеспечить при монтаже подъемного оборудования (вышки, мачты) строгое центрирование талевого системы относительно устья скважины в соответствии с инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя агрегата;
- подготовить рабочее место (мостики, стеллажи, площадки), обеспечив при этом все условия для безопасного ведения работ;
- подобрать и проверить работоспособность инструмента и комплекта механизмов малой механизации в зависимости от характера выполняемых работ и типоразмера труб;
- подготовить подъемные патрубки и переводники, применяемые при СПО, которые должны быть изготовлены в заводских условиях или в ЦКПРС и подвергнуты контролю на соответствие требованиям нормативной документации.

3.3 Доставленный комплект ТЛТ укладывается на стеллажи рядами, муфтами к устью скважины. Между рядами должно быть уложено не менее трех прокладок (доски, брусья).

Не допускается при разгрузке сбрасывание труб с высоты, перетаскивание труб волоком и любые действия, приводящие к повреждению резьбы или образованию вмятин на трубах.

3.4 Транспортирование и хранение муфтовых вкладышей, вплоть до непосредственного применения на буровой установке, должно осуществляться в специальных ящиках.

3.5 При подготовке труб к свинчиванию на буровой необходимо проверить сопроводительную документацию.

Каждая партия ТЛТ должна сопровождаться следующей документацией:

- настоящими рекомендациями по эксплуатации теплоизолированных насосно-компрессорных труб (ТЛТ);
- паспортом на каждую ТЛТ;
- протоколами проведения испытаний контрольных сварных соединений;
- документом о качестве (сертификатом) на вкладыши муфтовые;
- документом о качестве (сертификатом) на трубы для изготовления ТЛТ.

3.6 Внешний осмотр проводят для выявления труб с общей изогнутостью, наличия вмятин и повреждений, в том числе проводят осмотр сварных швов и вакуумного клапана ТЛТ (для исполнения с экранно-вакуумной изоляцией).

3.7 Шаблонирование должно выполняться стальной оправкой по всей длине труб. Размеры рабочей части оправки должны соответствовать указанным в таблице 1, для труб ТЛТ, изготовленных по ТУ 14-161-249 и таблице 2 для труб ТЛТ, изготовленных по ТУ 14-161-250.

Таблица 1 – Размеры цилиндрической оправки для труб ТЛТ, изготовленных по ТУ 14-161-249

Номинальный наружный диаметр внутренней трубы, мм	Длина рабочей части оправки, мм	Диаметр рабочей части оправки, мм
60,3	1250	47,9 ^{+0,25}

Таблица 2 – Размеры цилиндрической оправки для труб ТЛТ, изготовленных по ТУ 14-161-250

Номинальный наружный диаметр внутренней трубы, мм	Длина рабочей части оправки, мм	Диаметр рабочей части оправки, мм
48,26x4,00	1067	37,88 ^{+0,25}
60,32x4,83		45,04 ^{+0,25}
73,02x5,51		59,62 ^{+0,25}
88,90x6,45		72,82 ^{+0,25}
114,3x7,0	1250	97,1 ^{+0,25}

3.8 Конструкция ТЛТ и её основные параметры приведены на рисунке 1 и таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ТЛТ

Типоразмер ТЛТ	Внешняя труба		Внутренняя труба		Масса комплектующих изделий, М _к , кг	Габаритный размер D _г , мм
	Наружный диаметр D ₄ , мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр D ₂ , мм	Толщина стенки, мм		
168x8,9 – 114x7,0	168,3	8,9	114,3	7,0	36,62	186,0
127x7,52 – 89x6,45	127,00	7,52	88,90	6,45	24,69	141,0
114x7,37 – 73x5,51	114,30	7,37	73,02	5,51	21,10	132,0
114x6,88 – 89x6,45	114,30	6,88	88,90	6,45	22,09	132,0
114x6,35 – 89x6,45	114,30	6,35	88,90	6,45	22,09	132,0
114x6,88 – 73x5,51	114,30	6,88	73,02	5,51	21,10	132,0
114x6,35 – 73x5,51	114,30	6,35	73,02	5,51	21,10	132,0
102x6,65 – 73x5,51	101,60	6,65	73,02	5,51	19,24	120,0
89x6,45 – 60x4,83	88,90	6,45	60,32	4,83	14,98	110,0
89x6,5 – 60x5,0	88,9	6,5	60,3	5,0	14,98	110,0
89x6,45 – 48x4,00	88,90	6,45	48,26	4,00	15,24	110,0

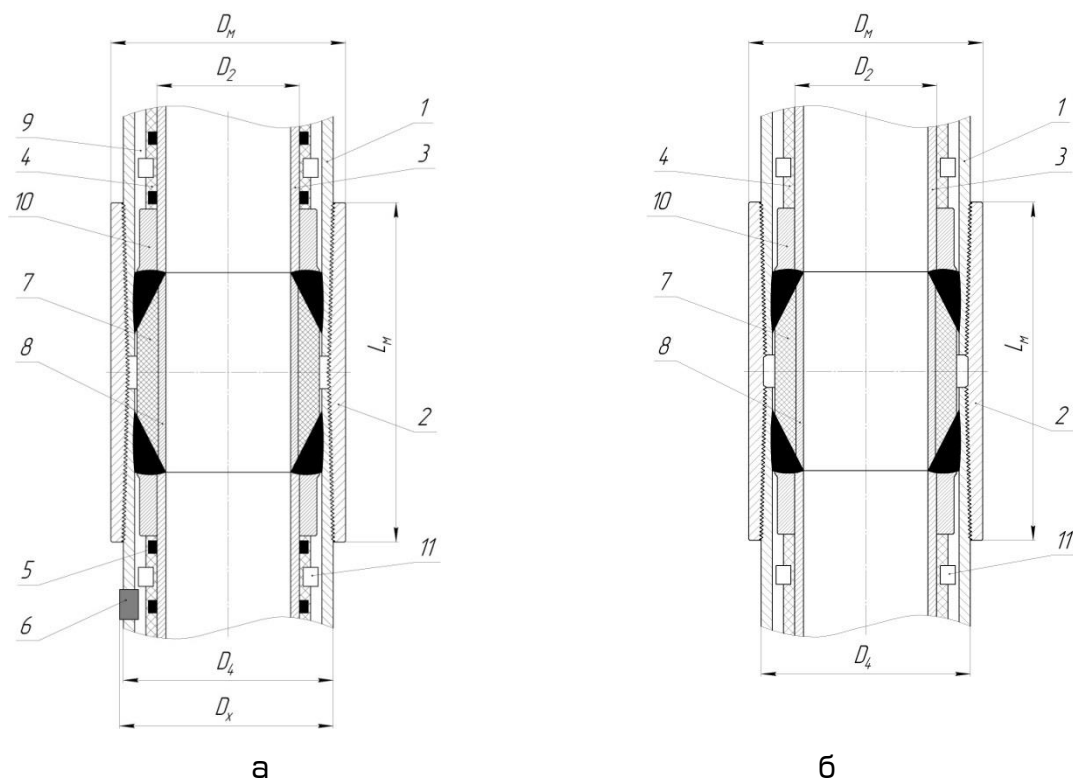
Примечания: Давление в межтрубном пространстве не более $8 \cdot 10^{-2}$ Па ($6 \cdot 10^{-4}$ мм рт. ст.) для труб ТЛТ в вакуумном исполнении.

3.9 Подачу труб со стеллажей на мостки производить без ударов, не допускать раскачивания поднятой трубы и её ударов о детали подъемного сооружения, станка-качалки и устья скважины. При укладке труб на мостки на резьбу ниппельного конца трубы обязательно устанавливается защитное кольцо.

3.10 Перед свинчиванием труб предохранители резьбы удаляются из муфты перед подъемом трубы с мостков, а предохранители резьбы ниппелей снимаются после подъема трубы над устьем скважины. Если при поставке труб на них были установлены предохранители резьбы с использованием резьбовой смазки, допускается не снимать предохранители резьбы и заменять смазку, если срок хранения труб с нанесенной на резьбу смазкой не превышает гарантийного срока хранения, указанного в нормативной документации на смазку.

В случаях, когда при транспортировании и хранении труб с нанесенной резьбовой смазкой, обнаружены места на резьбовой поверхности с нарушением целостности смазочного слоя, попадания воды, песка, других абразивных частиц или слой смазки поврежден при снятии предохранителей резьбы, необходимо снять поврежденный или загрязненный слой смазки и повторить процедуру нанесения смазки.

Если при поставке труб на них были установлены предохранители резьбы с использованием консервационной смазки, то смазку необходимо заменить.



1 – труба внешняя несущая; 2 – муфта; 3 – внутренняя труба; 4 – экранная изоляция; 5 – геттер (поглотитель остаточных газов); 6 – клапан вакуумный; 7 – вкладыш муфтовый; 8 – втулка защитная металлическая; 9 – вакуумированное межтрубное пространство; 10 – элемент соединительный; 11 – центратор.

D_2 – наружный диаметр внутренней трубы; D_4 – наружный диаметр наружной трубы; D_M – наружный диаметр муфты; D_X – габаритный размер ТЛТ, измеренный по наиболее выступающей части клапана и противоположной стороне несущей трубы, L_M – длина муфты.

* тип резьбового соединения показан условно

Рисунок 1 – Конструкция трубы теплоизолированной насосно-компрессорной: а) с экранно-вакуумной изоляцией; б) с экранной изоляцией

Предохранители резьбы следует снимать вручную или специальным ключом усилием одного человека. В случае затруднения при снятии резьбового предохранителя допускаются нагрев предохранителей паром или нанесение легких ударов деревянным предметом по торцу предохранителя для устранения возможного перекоса.

После снятия резьбовых предохранителей, резьбовые соединения труб и муфт должны быть очищены от смазки горячей мыльной водой или пароочистителем. Воду рекомендуется подавать под напором. При минусовой температуре допускается удаление смазки с помощью растворителя (Нефрас, Уайт-спирит и т.п.). После удаления смазки необходимо продуть резьбовое соединение сжатым воздухом или протереть сухой ветошью.

Для удаления смазки не допускается использовать дизельное топливо, соленую воду, барит и металлические щетки!

На чистую резьбу наносится резьбоуплотнительная смазка. Смазка должна быть нанесена по всей площади резьбового соединения при помощи кисти или

деревянного шпателя (лопатки). Правильное нанесение смазки показано на рисунке 2.

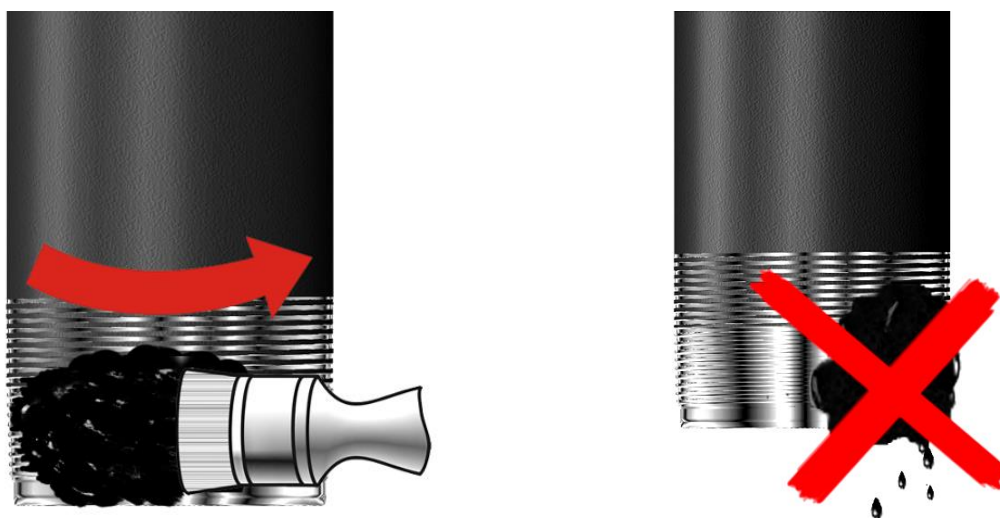


Рисунок 2

Минимальное количество резьбоуплотнительной смазки следует распределять между муфтой или раструбным концом и ниппельным концом трубы следующим образом: 2/3 количества на муфту или раструбный конец трубы, 1/3 количества на ниппельный конец трубы.

Для сборки труб должны применяться резьбовые уплотнительные смазки, соответствующие ГОСТ Р ИСО 13678. Для сборки труб, предназначенных для транспортирования сред с температурой от 250°С до 350°С, должна применяться резьбовая уплотнительная смазка «Molykote 1000».

Резьбовые смазки должны использоваться только из оригинальной тары состояния поставки, снабжённой этикеткой с указанием названия смазки, номера партии, даты изготовления. Использование смазки из тары, не имеющей идентификационных признаков, запрещается. Переукладывание смазки в другие емкости не допускается. Смазки применяются в готовом виде, разбавление смазок не допускается.

3.11 Перед свинчиванием необходимо проверить наличие необходимого количества муфтовых вкладышей, отсутствие нарушения упаковки и повреждения вкладышей. Количество вкладышей муфтовых должно соответствовать количеству ТЛТ по плану работ плюс 5 дополнительных вкладышей (рекомендуется).

3.12 Муфтовый вкладыш должен быть установлен в муфту каждой трубы (позиция 7 рисунок 1, рисунок 3). Установка вкладыша в муфту должна выполняться помощником бурового мастера.

3.13 Муфтовый вкладыш необходимо вставить в муфту нижней трубы без перекосов до упора в соответствии с рисунком 1.

Верхняя труба должна заводиться в муфту нижней трубы только с установленным в ней муфтовым вкладышем!

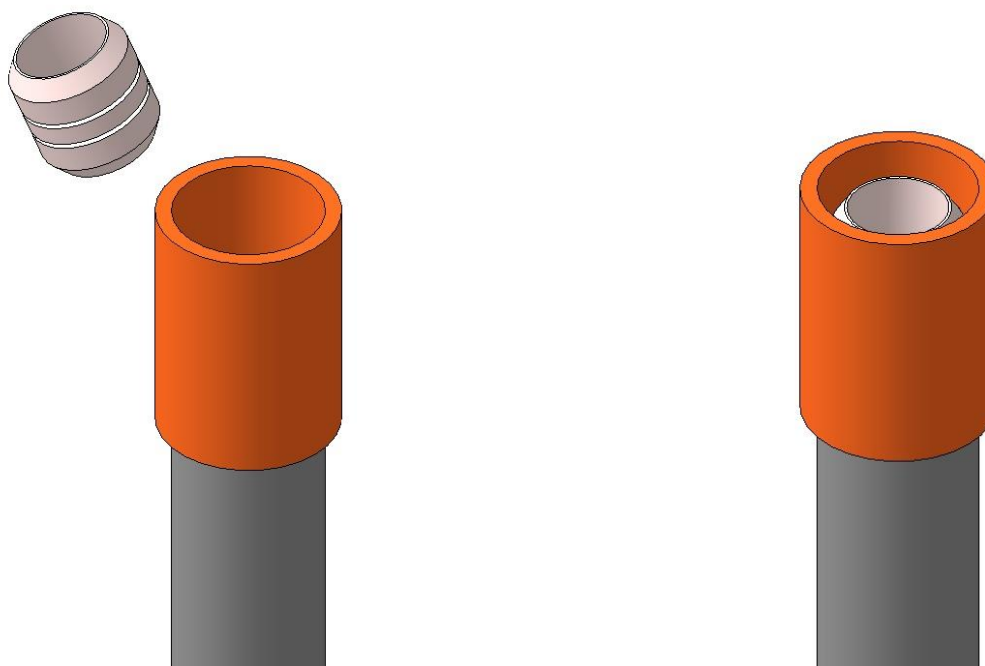


Рисунок 3

3.14 Подготовленную и поднятую очередную трубу над устьем скважины необходимо направлять в муфту спущенной трубы вертикально, посадку производить плавно, не допуская ударов торца трубы о торец муфты, соскальзывания конца трубы в муфту и повреждений резьбы. При этом рекомендуется применять специальную посадочную направляющую или направляющую воронку (рисунок 4, 5). После этого начинать медленное свинчивание вручную на первые 2–3 оборота. Свинчивание производить без перекосов, убедившись, что резьбы ниппеля и муфты вошли в зацепление. Для предотвращения заедания резьбы при свинчивании следует свинчивать соединение со скоростью не более 25 об/мин.

Свинчивание труб с резьбовым соединением гладких НКТ с треугольным профилем рекомендуется проводить в следующем порядке:

1) Для каждой секции колонны выполнить свинчивание не менее 10 резьбовых соединений (идущих первыми последовательно по плану работ) с целью определения оптимального момента свинчивания.

2) Для определения оптимального момента свинчивания сначала проводят свинчивание соединения вручную до предела ручного свинчивания или трубным ключом с моментом 70–100 Нм. После такого свинчивания от торца муфты до конца сбег резьбы ниппельного конца трубы должно остаться не более четырех витков резьбы.

После этого проводят механическое свинчивание соединения еще на два оборота с регистрацией момента свинчивания, не допуская при этом повреждения резьбы.

Оптимальный момент свинчивания труб соответствует достижению натяга в резьбовом соединении, установленному в нормативной документации на резьбовое соединение. Критерием установления оптимального момента свинчивания является длина механического свинчивания от положения ручного свинчивания (предела ручного свинчивания), оптимальная величина которой составляет два оборота.

3) Среднеарифметическое значение момента свинчивания является оптимальным для данных условий свинчивания.

4) При свинчивании остальных труб минимальный момент свинчивания должен быть не менее 75% определенного оптимального значения, а максимальный момент свинчивания — не более 125 %. В противном случае свинчивание данного резьбового соединения должно быть отложено до принятия решения о дальнейшем его использовании.

Свинчивание труб с резьбовым соединением «Батресс» рекомендуется проводить в следующем порядке:

1) Для каждой партии труб выполнить свинчивание не менее 10 резьбовых соединений (идущих последовательно по плану работ) с целью определения оптимального момента свинчивания. Полученное значение момента свинчивания применимо для данных условий свинчивания (применяемой смазки, температуры окружающей среды, группы прочности и размера труб и т. д.).

2) Проводить свинчивание труб до совпадения торца муфты с основанием треугольного клейма с определением момента свинчивания.

3) Свинчивание считается правильным, если после свинчивания торец муфты находится между вершиной и основанием треугольного клейма с допускаемым отклонением минус один виток резьбы (шаг резьбы) от основания треугольного клейма.

4) Среднеарифметическое значение момента свинчивания после свинчивания не менее 10 резьбовых соединений является оптимальным для данных условий свинчивания.

Срок службы ТЛТ, неоднократно свинчиваемых в полевых условиях, обратно пропорционален моменту, прилагаемому для свинчивания.

В полевых условиях фактический крутящий момент зависит от множества факторов, поэтому предварительный подбор момента является обязательным условием для обеспечения качественной сборки труб. Невыполнение предварительного подбора оптимального крутящего момента для каждого типоразмера и группы прочности труб на промысле приводит к повреждениям резьбы при сборке, значительному снижению ресурса резьбовых соединений (количества свинчиваний).

3.15 Во время сборки колонны проводить проверку талевой системы после:

- спуска–подъема каждых 30 труб;
- при возникновении затруднения в процессе ручного свинчивания;
- технологических перерывов и ремонтных работ на скважине в процессе СПО.

При сильном ветре, вызывающем раскачивание талевой системы, а вместе с ней и поднятой над устьем скважины трубы, необходимо использовать центрирующие приспособления (рисунок 5), а при их отсутствии свинчивание производить вручную или прекратить работу. Во время сборки колонны также необходимо использовать центрирующее приспособление.

3.16 Если при свинчивании отмечается биение верхнего конца трубы с раскачиванием блока талевой подвески, следует снизить скорость вращения, для предотвращения образования заедания резьбы. Если биение продолжается и при уменьшенной скорости свинчивания, труба должна быть отложена до принятия решения.

3.17 При проведении СПО клиновые захваты («клинья») должны быть проверены до начала работы.

На теле трубы и муфты после свинчивания не должно быть значительных механических повреждений (типа задиров, рисок, смятий), выводящих толщину стенки трубы за пределы допуска.

Геометрические параметры резьбовых соединений ТЛТ могут изменяться после каждого свинчивания и незначительно отличаться от установленных требований.

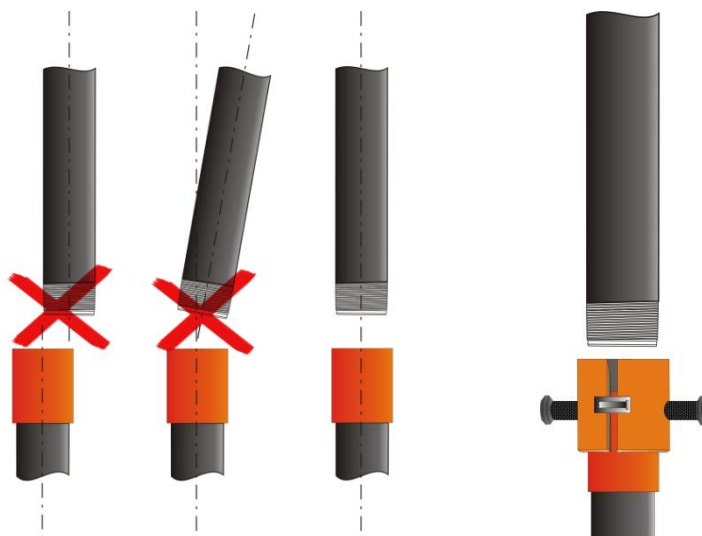


Рисунок 4

Рисунок 5

3.18 Ключ с силовым приводом должен иметь регулятор скорости вращения и обеспечивать скорость 1 об/мин на заключительном этапе свинчивания.

Ключ должен иметь захваты под конкретный размер труб, чтобы обеспечить большую площадь контакта с телом трубы. Диаметр захватов должен быть на 1% больше номинального наружного размера трубы. Захваты необходимо отрегулировать таким образом, чтобы надежно удерживали трубу и не соскальзывали.

В процессе свинчивания должна быть обеспечена возможность постепенного опускания ключа.

Перед свинчиванием силовой ключ должен быть выставлен перпендикулярно оси трубы (рисунок 6), с фиксацией ручного стопорного устройства (PCY), предназначенного для предотвращения возможного вращения колонны труб в клиньях спайдера. PCY применяется при уменьшении общего веса труб в начале и в конце спускоподъемной операции или при отвинчивании муфты трубы на стыке с нижней трубой.

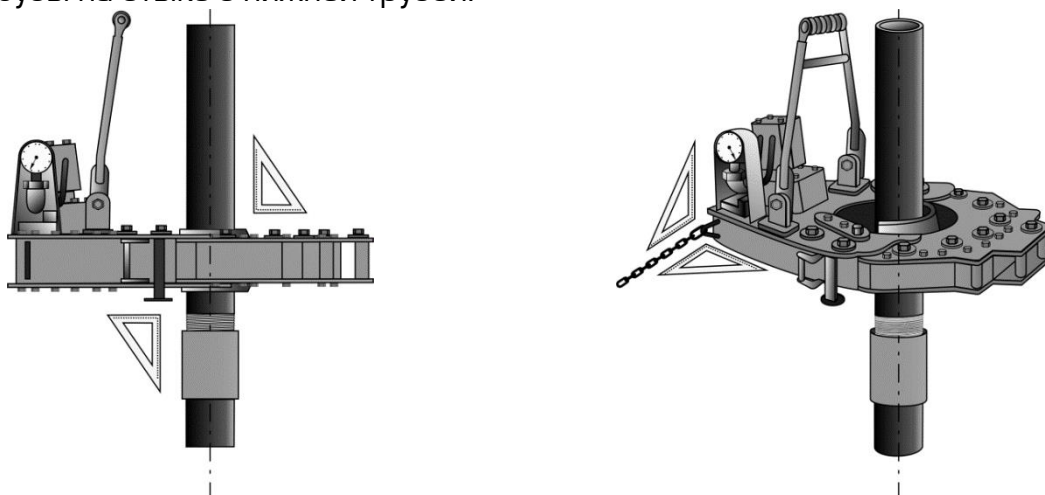


Рисунок 6

3.19 Для развинчивания труб при подъеме колонны труб трубный ключ следует размещать близко к муфте, но не вплотную, так как необходимо исключить даже небольшое сдавливание действий плашек трубного ключа на поверхность трубы. Расположение трубного ключа от муфты на расстоянии $1/3$ или $1/4$ наружного диаметра трубы предотвращает, как правило, излишнее трение в резьбовом соединении. В случае необходимости, допускается лёгкое обстукивание средней части муфты по окружности плоским бойком молотка.

3.20 Развинчивание соединения производить с фиксацией муфты РСУ, на низкой передаче силового ключа без рывков на один полный оборот трубы, далее развинчивать соединение на высокой скорости, не превышающей 10 об/мин. Развинчивание последних двух–трех оборотов производить вручную.

3.21 Во избежание повреждения резьбы, после окончания развинчивания трубу следует плавно вывести из муфты. Не допускается рывком извлекать трубу из муфты.

Особенно внимательно необходимо следить за тем, чтобы резьба была полностью разъединена до подъема трубы из муфты.

3.22 Все резьбовые соединения труб поднятой колонны должны быть развинчены, очищены от смазки и осмотрены. Трубы, имеющие повреждения, следует замаркировать и отложить для последующего контроля и ремонта. Перед укладкой на мостки на резьбу труб надевают чистые предохранительные детали.

3.23 Перед повторным спуском следует убедиться, что резьба труб не имеет повреждений и подготовлена в соответствии с пунктом 3.10.

4 Остальные требования в соответствии с ГОСТ Р 56175 ИСО 10405 «Трубы обсадные и насосно–компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по эксплуатации и обслуживанию».