

УТВЕРЖДЕНО Приложение 6

Приказ от __.__. № _____

Регламент
«Организация работы с отказами скважинного насосного
оборудования механизированного фонда нефтяных и
водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»
Р - УСТ/05 - 01

Ответственный за применение нормативного документа:
Начальник УСТ

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

Содержание

1. ИНФОРМАЦИЯ О ДОКУМЕНТЕ.....	3
1.1. Общие сведения о документе.....	3
1.2. Назначение документа.....	3
1.3. Цели процесса.....	3
1.4. Область применения	3
1.5. Вводимые определения терминов, сокращений и ролей	4
2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	7
3. ВЫПОЛНЕНИЕ ПРОЦЕССА.....	8
3.1. I этап – Подтверждение отказа скважинной насосной установки, определение предварительной причины отказа	8
3.2. II этап – Подъем и подготовка скважинной насосной установки к комиссионному демонтажу на устье скважины.....	10
3.3. III этап – Комиссионный демонтаж и осмотр отказавшей скважинной насосной установки на устье скважины	13
3.4. IV этап –Подготовка к комиссионному разбору скважинной насосной установки в цехе сервисной компании	17
3.5. V этап - Комиссионный разбор (осмотр) оборудования скважинной насосной установки ..	21
3.6. VI этап - Подготовка к совещанию ПДК.	29
3.7. VII этап – Проведение совещания ПДК по расследованию причин отказов скважинных насосных установок, заключение по отказу.....	30
3.8. VIII этап – Претензионная работа	32
3.9. IX этап - Анализ работы механизированного фонда за период работы - полугодие, год.	33
4. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА НЕИСПОЛНЕНИЕ НАСТОЯЩЕГО РЕГЛАМЕНТА	34
5. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	34
5.1. Внешние нормативные и распорядительные документы	34
5.2. Внутренние нормативные и распорядительные документы.....	34
6. КОНТРОЛЬ ВЕРСИЙ ДОКУМЕНТА	35
7. СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ	35

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01 Для внутреннего использования
--------------------------------------	--	--

1. ИНФОРМАЦИЯ О ДОКУМЕНТЕ

1.1. Общие сведения о документе

Тип документа:	Регламент		
Аннотация:	Устанавливает единый порядок процесса расследования, анализа и предупреждения отказов скважинного насосного оборудования УШГН, УЭЦН, УЭВН и др. Регламентирует функции исполнителей на всех этапах процесса.		
Минимальная периодичность пересмотра:	6 месяцев	Максимальная периодичность пересмотра:	5 лет
Ограничения доступа:	Без ограничений		

1.2. Назначение документа

Настоящий регламент устанавливает единый порядок процесса расследования отказов в скважинах, шурфах, ГНУ насосного оборудования и НЭО УШГН, УЭЦН, УЭВН и др. Регламентирует функции подразделений Общества и СК, а также сроки исполнения функций на всех этапах процесса. Определяет документооборот и порядок формирования документов.

1.3. Цели процесса

Целью процесса расследования отказов скважинного насосного оборудования является установление истиной причины выхода из строя оборудования и принятие мер по повышению наработки, снижению недоборов нефти и затрат Общества на текущие ремонты скважин и восстановление насосного оборудования.

1.4. Область применения

Настоящий Регламент обязателен для исполнения структурными подразделениями АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова, подрядными (сервисными) компаниями, участвующими в подготовке, спуске, эксплуатации и ремонте УШГН, УЭЦН, УЭВН и иного глубинного насосного оборудования для добычи нефти и воды.

Требования Регламента становятся обязательными для исполнения в АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова после его утверждения.

Ответственные за ведение договоров в УДНГ, УПКРС, УМТО обязаны включать настоящий Регламент, как неотъемлемое приложение к техническому заданию на проведение тендера и к договору на оказание услуг:

- по предоставлению в прокат (аренду) ГНО;
- по обслуживанию фонда УЭЦН, УЭВН;
- по ремонту НКТ, НШ, ШГН, УЭЦН, УЭВН;
- по восстановлению НШ;
- по ремонту ПЯО;
- поставки скважинного насосного оборудования;

Требования настоящего Регламента распространяются на сервисные (подрядные) организации с момента подписания Договора, приложением к которому является настоящий Регламент, либо с момента подписания уполномоченным лицом акта приема-передачи локально-нормативных документов. Оригинал подписанного акта приема-передачи предоставляется куратором соответствующего договора в Юридическое управление для учета и хранения в качестве приложения к договору. В Договоре должна быть установлена обязанность контрагента соблюдать настоящий Регламент.

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

Настоящий документ обязаны знать и использовать в работе следующие должностные лица:

Таблица 1. Область применения

Наименование должности/роли	АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	Сервисные компании по прокату, ремонту и обслуживанию СНУ
Главный инженер	X	
Руководители и специалисты УСТ	X	
Руководители и специалисты УДНГ	X	
Руководители и специалисты НГДУ	X	
Руководители и специалисты УПКРС	X	
Руководители и специалисты ЦДПН, ЦДНГ, ЦППД	X	
Руководители и специалисты УМТО	X	
Руководители и специалисты УЭ	X	
Руководители и специалисты УНИПР	X	
Руководители и специалисты СК ТКРС		X
Руководители и специалисты СКР ШГН, НШ, НКТ		X
Руководители и специалисты СК по прокату УЭЦН, УЭВН		X
Руководители и специалисты СКР УЭЦН		X
Руководители и специалисты СК по обслуживанию УЭЦН		X
Руководители и специалисты СК по восстановлению НШ		X

1.5. Вводимые определения терминов, сокращений и ролей

Таблица 2. Перечень сокращений

Сокращение	Расшифровка сокращения
АВР	Акт выполненных при ТКРС работ
АПРС	Агрегат подземного ремонта скважин
АСПО	Асфальтосмолопарафиновые отложения
АУ	Арматура устьевая
ВНР	Вывод на режим
ВТЧ	Вынос твердых частиц
ГНО	Глубинное насосное оборудование (насос, НКТ, НШ, кабель, дополнительное оборудование)
ГНУ	Горизонтальная насосная установка
ГЗ	Гидрозащита
ГТМ	Геолого-технические мероприятия
ИВ	Индикатор веса
ИТР	Инженерно-технический работник
КЛ	Кабельная линия
КОШ	Клапан обратный шариковый
КС	Клапан сливной
НВ	Насос вставной
НГДУ	Нефтегазодобывающее управление
НКТ	Насосно-компрессорные трубы
ННО	Наработка на отказ
НШ	Насосные штанги
НЭО	Наземное электрооборудование (СУ, ТМГН)
ОГМ	Отдел главного механика
ОРМФ	Отдел по работе с механизированным фондом
ОРЭ	Одновременно-раздельная эксплуатация
ПДК	Постоянно действующая комиссия
ПО	Производственный отдел
ПРУ ЭПУ	Прокатно-ремонтный участок электропогружных установок
ПЭД	Погружной электрический двигатель

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

Сокращение	Расшифровка сокращения
ПЯО	Пакерно-якорное оборудование
РТИ	Резино-технические изделия
СК	Сервисная компания
СКА УЭЦН	Сервисная компания по аренде УЭЦН, УЭВН
СКО УЭЦН	Сервисная компания по обслуживанию УЭЦН, УЭВН
СКП УЭЦН	Сервисная компания по прокату УЭЦН, УЭВН
СКР УЭЦН	Сервисная компания ремонту УЭЦН, УЭВН
СКР ШГН	Сервисная компания по ремонту НШ
СКР (НКТ, НШ)	Сервисная компания по ремонту НКТ, НШ
СКР НШВ	Сервисная компания по восстановлению НШ
СНО	Средняя наработка на отказ, рассчитываемая за установленный период (месяц, год).
СПО	Спуско-подъемные операции
СПИ	Срок полезного использования оборудования
ССЖ	Смеситель скважинной жидкости
СНУ	Скважинная насосная установка
СУ	Станция управления
ТКРС	Текущий и капитальный ремонт скважин
ТРС	Текущий ремонт скважин
ТМ	Телемеханика
ТМПН	Трансформатор маслonaполненный повышающий напряжение
ТМС	Телеметрическая система
УБ	Управление безопасности
УДНГ	Управление добычи нефти и газа
УМТО	Управление материально-технического обеспечения
УНИПР	Управления научно-исследовательских и производственных работ
УСТ	Управление скважинных технологий
УШГН	Установка штангового глубинного насоса
УЭЦН	Установка электроцентробежного насоса
УЭВН	Установка электро-винтового насоса
ЦБПО	Центральная база производственного обслуживания
ЦДПН (ЦДНГ)	Цех добычи и подготовки нефти (Цех добычи нефти и газа)
ЦППД	Цех поддержания пластового давления
ЦИТС	Центральная инженерно-техническая служба
ЦПКРС	Цех подземного и капитального ремонта скважин
ШНВ	Штанга насосная восстановленная
ЭЦН	Электроцентробежный насос
ЮУ	Юридическое управление

Таблица 3. Перечень терминов

Наименование термина	Определение термина
Гарантийное оборудование	Оборудование, не отработавшее установленный в договоре поставки или в договоре ремонта гарантийный срок.
Глубинное насосное оборудование	Спускаемый в скважину комплект насосного оборудования (ЭЦН, ЭВН, ШГН, ПЭД, ГЗ, НКТ, КЛ, НШ, ПЯО, фильтры и прочее доп. оборудование). Арматура устьевая и полированный шток не относятся к ГНО.
Дополнительное оборудование	Фильтры, газосепараторы, диспергаторы, протекторы, протектолайзеры, демпферы и д.р.
Исполнитель	Сервисная компания, оказывающая услуги АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова.
Комиссионный демонтаж	Демонтаж на устье поднятой из скважины насосной установки в присутствии представителей

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

Наименование термина	Определение термина
	заинтересованных сторон (ЦДПН, ЦДНГ, ЦППД, УПКРС, СК ТКРС, СКО УЭЦН, СКР УЭЦН, СКР (НКТ, НШ, ШГН), Производителя).
Комиссионный разбор	Разбор на сервисной базе, поднятой из скважины насосной установки в присутствии представителей заинтересованных сторон (ПО НГДУ, ПРУ ЭПУ НГДУ, ЦДПН, ЦДНГ, ЦППД, УСТ, УМТО, УПКРС, СК ТКРС, СКО УЭЦН, СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, СКР (НКТ, НШ, ШГН), Производителя).
Компания	АО «НК «Нефтиса».
Насосное оборудование	Отдельные узлы оборудования, входящие в состав скважинной насосной установки.
Общество	АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова.
Отказ скважинной насосной установки	Нарушение работоспособности узлов УЭЦН, УЭВН, УШГН (ГНО, НЭО), при котором происходит полное или частичное снижение подачи пластовой жидкости из скважины.
Постоянно действующая комиссия (ПДК) по расследованию отказов ГНО	Комиссия, состоящая из представителей профильных подразделений АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова и представителей сервисных компаний, работающая в области расследования причин отказов ГНО и НЭО.
Производитель	Компания, изготовившая оборудование.
Профильное подразделение	Структурное подразделение АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова с самостоятельными функциями, задачами и ответственностью в рамках своих компетенций в области эксплуатации, ремонта и расследования отказов СЧУ.
Свод информации ПДК по отказам	Электронная таблица (Приложение №1), содержащая необходимую информацию по расследованию причин отказов ГНО и НЭО.
Скважинная насосная установка	Комплект насосного оборудования, включающий в себя спускаемое в скважину оборудование (ЭЦН, ЭВН, ШГН, ПЭД, ГЗ, НКТ, КЛ, НШ, ПЯО, фильтры и прочее доп. оборудование) и наземное оборудование (АУ, станок-качалка, СУ, ТМПН).
Срок полезного использования оборудования	Указанный в паспорте на оборудование период, в течение которого объект основных средств должен применяться в деятельности предприятия с целью извлечения финансовой выгоды.
Узел насосной установки	Отдельная самостоятельная часть (секция) СЧУ (секция ЭЦН, ГЗ, ПЭД, КЛ, НКТ, НШ, ШГН и т.д.)
Штанга насосная восстановленная	НШ, прошедшая ремонт в СК по технологии нагрева, перекачки, формирования головок и восстановления структуры металла.

Таблица 4. Перечень ролей

Наименование роли	Описание роли
Персонал ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД	Подтверждение и классификация отказа, подготовка мероприятий на ремонт скважины. Сбор информации и материалов для анализа причин отказа скважинного оборудования. Участие в ПДК по определению причин отказов и определению виновной в отказе стороны. Формирование информации по отказам ГНО, НЭО (Приложение №1).
ПО НГДУ	Контроль за выполнением технологическими службами ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД функций. Согласование мероприятий на ремонт скважины. Участие в ПДК по определению причин отказов и определению виновной в отказе стороны. Ведение и формирование протокола ПДК. Подготовка материалов для проведения анализа по отказам ГНО и НЭО за отчетный период. Сведение в общий массив информации по отказам ГНО, НЭО (Приложение №1).
Бригада ТКРС	Подъем ГНО, осмотр извлеченного оборудования, фиксация обнаруженных дефектов, отбор обнаруженных при подъеме ГНО отложений и передача для проведения анализа. Демонтаж ШГН с составлением акта. Участие в комиссионном демонтаже УЭЦН. Передача отказавшего ШГН, НКТ, НШ, ПЯО в ЦПКРС.
ЦПКРС, СК ТКРС	Оформление актов подъема и демонтажа отказавшего ГНО. Передача в соответствующую службу отказавшей штанги, НКТ, ШГН, ПЯО, доп.оборудования. Участие в комиссионном разборе ГНО на базе СК по ремонту НКТ, НШ, ШГН, УЭЦН. Участие в ПДК по расследованию причин отказов ГНО.
СКО УЭЦН, УЭВН	Выполнение комиссионного демонтажа с составлением акта. Подготовка и отправка оборудования в СКР УЭЦН. Участие в комиссионном разборе ГНО и НЭО. Участие в ПДК по расследованию

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

Наименование роли	Описание роли
	причин отказов ГНО и НЭО.
СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, УЭВН	Выполнение комиссионного демонтажа с составлением акта. Организация и выполнение комиссионного разбора ГНО и НЭО, оформление актов. Участие в ПДК по расследованию причин отказов УЭЦН, УЭВН.
СКР УЭЦН, УЭВН	Вызов представителей и выполнение комиссионного разбора ГНО и НЭО, оформление актов. Участие в ПДК по расследованию причин отказов УЭЦН, УЭВН.
СКР ШГН, НКТ, НШ	Вызов представителей и выполнение комиссионного разбора отказавшего оборудования. Оформление документов по комиссионному разбору. Участие в ПДК по расследованию причин отказов УШГН.
ЦИТС НГДУ	Подача заявок на демонтаж в СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН. Вызов представителей ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД на подрыв и демонтаж. Организация селекторов с бригадой ТКРС.
УНИПР	Проведение лабораторных исследований продукции со скважин и отложений с ГНО.
УМТО	Прием от УПКРС, СК ТКРС отказавших НКТ, НШ. Организация комиссионных осмотров НКТ, НШ с оформлением акта. Прием от СК ТКРС и передача ШГН в СКР ШГН. Организация взаимодействия с производителями гарантийных НКТ, НШ.
ОГМ	Проведение исследований образцов металла в независимой экспертной организации.
Куратор договора	Внесение данного регламента в качестве приложения к договору проката, аренды, обслуживания, ремонта УЭЦН, УЭВН, к договору ремонта ШГН, НКТ, НШ, к договору по восстановлению НШ, к договору на ТКРС, к договору поставки скважинного насосного оборудования. Ведение претензионной работы по доказанным фактам вины контрагента в отказе скважинного насосного оборудования.
УСТ	Общая организация и ведение процесса расследования отказов скважинного насосного оборудования. Согласование мероприятий на ремонт скважин. Контроль за работой служб Общества и сервисных компаний в области расследования отказов. Общее руководство процессом расследования отказов скважинных насосных установок. Проведение совещаний ПДК по отказам ГНО и НЭО, утверждение протоколов ПДК. Утверждение заключительных актов по отказам ГНО и НЭО. Переписка с СК в рамках проведения расследований отказов скважинных насосных установок. Проведение анализа работы механизированного фонда скважин. Разработка и контроль исполнения мероприятий по повышению надежности скважинных насосных установок. Подготовка отчетных квартальных и годовых презентаций по работе механизированного фонда скважин.

2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1. Расследованию подлежат факты отказов с наработкой менее 550 суток после запуска глубинного насосного оборудования (УШГН, УЭЦН, УЭВН и т.д.) и факты отказов НЭО с наработкой менее указанного в заводском паспорте СПИ и менее 365 суток после ремонта НЭО, а также факты выявления на устье скважины в процессе подготовки к спуску или в процессе спуска неисправностей гарантийного оборудования, в т.ч. отбраковка при спуске. Факт запуска скважинного насосного оборудования указывается в эксплуатационном паспорте и подписывается представителем ЦДНГ (ЦДПН, ЦППД), представителем СК УЭЦН (УЭВН), представителем УПКРС (СК ТКРС)

2.2. Отказы оборудования, подлежащие расследованию, классифицируются по длительности работы насосной установки в скважине:

- затянувшийся ремонт – ремонт скважины, не завершившийся кнопочным запуском в работу из-за отказа ГНО или выявления в процессе спуска неисправностей гарантийного оборудования, потребовавший прекращения монтажа или спуска, либо извлечения спущенного скважинного оборудования на поверхность для проведения ревизии, либо его полной замены.
- повторный ремонт – ремонт скважины, завершившийся кнопочным запуском в работу, после которого оборудование отказало, отработав менее 72 часов с момента первого пуска;
- преждевременный отказ – остановка скважины, отработавшей более 72 часов после кнопочного запуска в работу, но меньше гарантийного срока эксплуатации оборудования (для нового и ремонтного оборудования – 365 суток), требующая извлечения подземного скважинного оборудования для замены;
- постгарантийный отказ - отказ после отработки гарантийного срока 365 суток, но не отработано

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

550 суток.

2.3. Классификация причин остановок скважин (предварительные причины отказов ГНО и наземного оборудования, ППР, ГТМ) с разбивкой по способам эксплуатации изложена в Приложении №2.

2.4. Расследование и определение причин отказов насосного оборудования производится поэтапно:

I этап – подтверждение отказа скважинной насосной установки, определение предварительной причины отказа, разработка мероприятий на ТРС;

II этап – подъем и подготовка скважинной насосной установки к комиссионному демонтажу на устье скважины;

III этап - комиссионный демонтаж и осмотр скважинной насосной установки на устье скважины;

IV этап - подготовка к комиссионному разбору/осмотру скважинной насосной установки в цехе сервисной компании;

V этап - комиссионный разбор скважинной насосной установки в цехе сервисной компании;

VI этап - подготовка к совещанию ПДК по отказам скважинных насосных установок;

VII этап – проведение совещания ПДК по расследованию причин отказов скважинных насосных установок, заключение по отказу;

VIII этап – претензионная работа;

IX этап – анализ эксплуатации механизированного фонда за отчетный период работы (квартал, полугодие, год), разработка общих мероприятий по повышению надежности скважинных насосных установок и наработки на отказ.

2.5. Все материалы по расследованию отказов (фотоматериалы, акты всех этапов расследования, динамограммы, истории с СУ УЭЦН и иные материалы), начиная с момента отказа по мере поступления, технологическая служба ЦДПН, ЦДНГ, ЦППД размещает в сетевой папке (\\Un\отказы\НГДУ-__\НГДУ-__\отказы\ЦДНГ-__\НГДУ-__\отказы__ год\месяц\№скв __, месторождение, причина отказа, ННО). Данная информация используется при разработке мероприятий на ТРС, направленных на повышение надежности скважинных насосных установок и при проведении совещаний ПДК. Ответственный за формирование пакета документов в данной папке ведущий технолог ЦДПН, ЦДНГ, ЦППД.

2.6. Срок хранения материалов по расследованию отказов в сетевой папке \\un\Отказы - 3 календарных года. После истечения срока хранения материалы уничтожаются. Вся необходимая информация сохраняется в Приложении №1, которая сохраняется неограниченное время в ПО НГДУ и УСТ.

3. ВЫПОЛНЕНИЕ ПРОЦЕССА.

3.1. I ЭТАП – ПОДТВЕРЖДЕНИЕ ОТКАЗА СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПРИЧИНЫ ОТКАЗА

3.1.1. Первый этап производится до подъема насосной установки. При этом необходимо предпринять меры по восстановлению работоспособности ГНО согласно требований Технологического регламента «Подбор УШГН, ремонт, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных УШГН в ПАО «Белкамнефть» и Технологического регламента «Подбор УЭЦН, ремонт, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН в ПАО «Белкамнефть» или подтвердить отказ, максимально точно определить возможную причину остановки и разработать мероприятия на ТРС с целью обеспечения дальнейшей надёжной работы ГНО.

3.1.2. Порядок действий служб Общества и СК в рамках I этапа расследования отказа ГНО с ННО до 550 суток, сроки исполнения и ответственные службы указаны в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2.

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

Пункт	Функция	Сроки исполнения	Исполнитель
3.1.2.1.	При обнаружении срыва подачи или отказа УШГН, провести работы по восстановлению работоспособности ГНО в зависимости от предполагаемой причины отказа, согласно требований Технологического регламента «Подбор УШГН, ремонт, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных УШГН в ПАО «Белкамнефть». Отработать и оформить акт Приложение №3.	При обнаружении сбоя в работе УШГН	ЦДПН, ЦДНГ
3.1.2.2.	При обнаружении сбоя в работе (срыва или снижения подачи, перегрузки) или отказа УЭЦН, УЭВН, передать информацию в ЦИТС НГДУ.	В течение 1 часа с момента обнаружения	ЦДПН, ЦДНГ, ЦППД
3.1.2.3.	Подать заявку на восстановление работоспособности УЭЦН, УЭВН в СК по обслуживанию или прокату УЭЦН согласно заключенному договору.	В течение 1 часа с момента поступления информации от ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД о сбое в работе или отказа УЭЦН, УЭВН	ЦИТС НГДУ
3.1.2.4.	Провести работы по восстановлению работоспособности УЭЦН, УЭВН в зависимости от предполагаемой причины отказа, согласно требований технической документации СК и требований Технологического регламента «Подбор УЭЦН, ремонт, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН в ПАО «Белкамнефть». Отработать и оформить акт регламентных работ (Приложение №4).	В сроки согласно условиям договора	СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД
3.1.2.5.	Подтвердить отказ оборудования УЭЦН (ГНО, НЭО), выполнить запись о предварительной причине отказа в эксплуатационном паспорте.	В сроки согласно условиям договора	СКО УЭЦН, СКП УЭЦН
3.1.2.6.	Подтвердить отказ оборудования УШГН, выполнить запись о предварительной причине отказа в эксплуатационном паспорте.	При обнаружении отказа	ЦДНГ, ЦДПН
3.1.2.7.	В сетевой папке (\\Un\отказы\НГДУ-__\НГДУ-__отказы\ЦДНГ-__\НГДУ-__отказы__год\месяц\№скв__, месторождение, причина отказа, ННО) разместить имеющиеся материалы по отказу (шахматка, замеры с ТМ, ВТЧ, паспорта на ГНО, истории с СУ УЭЦН отказную, после ВНР и за весь период работы, динамограммы, инклинометрия, акты регламентных работ, мероприятия и согласованные заявки на предыдущий ТКРС и иные материалы). Имя файла должно содержать №скв, месторождение, тип документа, дата создания документа.	До отправки на согласование мероприятий на ТРС	ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

3.1.2.8.	Оформить и направить на согласование в ПО НГДУ мероприятия на ТРС. В мероприятиях указать необходимость участия в комиссионном демонтаже представителя Производителя гарантийного нового (не отработавшего 365сут) оборудования, отказ которого предполагается. В выходные дни мероприятия сразу направлять в т.ч. в ЦИТС НГДУ и УСТ.	В течение 8 часов с момента подтверждения отказа	ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД
3.1.2.9.	Согласовать и направить в УСТ мероприятия на ТРС. Направить Производителю вызов на комиссионный демонтаж гарантийного нового (не отработавшего 365сут) оборудования, отказ которого предполагается.	В течение 1 часа с момента получения	ПО НГДУ (в выходные дни ЦИТС НГДУ по устному согласованию с ПО НГДУ)
3.1.2.10.	Согласовать и направить в ЦДПН, ЦДНГ, ПО НГДУ, ЦИТС НГДУ мероприятия на ТРС.	В течение 1 часа с момента получения	УСТ

Ответственный за проведение 1-го этапа - Начальник ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД.

3.2. II ЭТАП – ПОДЪЕМ И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ К КОМИССИОННОМУ ДЕМОНТАЖУ НА УСТЬЕ СКВАЖИНЫ

3.2.1. Второй этап расследования производится в процессе подъема отказавшего оборудования.

3.2.2. При подъеме УЭЦН с преждевременным отказом (ННО менее 550 суток) или при затянувшемся и повторном ремонте обязательно проводится комиссионный демонтаж с участием представителя НГДУ и представителя СКО УЭЦН (СКА УЭЦН, СКП УЭЦН).

3.2.3. Порядок действий служб Общества и СК в рамках подготовки к комиссионному демонтажу УШГН с ННО до 550 суток, сроки исполнения и ответственные службы указаны в таблице 3.2.3.

Таблица 3.2.3.

Пункт	Функция	Сроки исполнения	Исполнитель
3.2.3.1.	Дать телефонограмму в ЦИТС НГДУ для вызова на подрыв, вызова подачи, демонтаж представителей ЦДНГ, ЦДПН. В телефонограмме указать дату и время начала подъема ГНО и дату, время начала демонтажа ГНО.	После постановки бригады на скважину за 2 часа до начала подъема	УПКРС, СК ТКРС
3.2.3.2.	Направить в ЦИТС НГДУ подтверждение времени начала комиссионного демонтажа УШГН.	За 4 часа до ожидаемого начала демонтажа	УПКРС, СК ТКРС
3.2.3.3.	Передать телефонограмму в ЦДНГ, ЦДПН, востребовать подтверждение ее получения. В выходные и праздничные дни направить вызов на комиссионный демонтаж Производителям нового гарантийного оборудования, указанным в мероприятиях. Иметь в ЦИТС адреса электронной почты основных Производителей ГНО.	В течение 1ч после получения	ЦИТС НГДУ

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

3.2.3.4.	Выполнить контрольный подрыв веса штанг и вызов подачи УШГН в присутствии представителя ЦДНГ, ЦДПН. При этом зафиксировать вес штанг на ИВ при подрыве штанг, просчитать по данному весу длину подвески, отметить было ли резкое увеличение веса при выходе НВ из башмака. Выполнить мероприятия по вызову подачи УШГН от АПРС согласно акта (Приложение №5), заполнить акт.	Перед подъемом УШГН. Ожидание представителя ЦДНГ, ЦДПН 1 ч.	УПКРС, СК ТКРС, ЦДНГ, ЦДПН
3.2.3.5.	При подъеме фиксировать в акте и фотографировать состояние НКТ и штанг (протертость муфт, повреждение резьб, износ тела штанги, наличие трещин, вмятин, механических дефектов, коррозии, АСПО, обрыва, отворота), состояние центраторов, скребков (износ, наличие сколов, изломов и т.д.), дополнительного оборудования.	При подъеме УШГН	УПКРС, СК ТКРС
3.2.3.6.	В случае обнаружения отказа штанг или НКТ, вызвать на устье скважины представителя ЦДНГ, ЦДПН для комиссионного осмотра и составления акта Приложение №6, №7.	При обнаружении	УПКРС, СК ТКРС
3.2.3.7.	Отобрать пробы АСПО, эмульсии, механических примесей, солей, обнаруженных при подъеме УШГН.	При ТКРС	УПКРС, СК ТКРС
3.2.3.8.	Обеспечить присутствие представителя НГДУ, ТКРС на комиссионном демонтаже ШГН.	При ТКРС	УПКРС, СК ТКРС, ЦДНГ, ЦДПН

3.2.4. Порядок действий служб Общества и СК в рамках подготовки к комиссионному демонтажу УЭЦН, УЭВН с ННО до 550 суток, сроки исполнения и ответственные службы указаны в таблице 3.2.4.

Таблица 3.2.4.

Пункт	Функция	Сроки исполнения	Исполнитель
3.2.4.1.	Дать телефонограмму в ЦИТС НГДУ для вызова на демонтаж представителей ЦДНГ, ЦДПН, СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН. В телефонограмме указать дату и время начала подъема ГНО и дату, время начала демонтажа ГНО.	За 24 ч до начала демонтажа или, при внеплановых переездах, за 2 часа до начала подъема	УПКРС, СК ТКРС
3.2.4.2.	Направить в ЦИТС НГДУ подтверждение времени начала комиссионного демонтажа.	За 8 ч до ожидаемого начала демонтажа	УПКРС, СК ТКРС
3.2.4.3.	Направить в СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН заявку (Приложение №8) на выполнение демонтажа УЭЦН, востребовать подтверждение ее получения. В выходные и праздничные дни направить вызов на комиссионный демонтаж Производителям нового гарантийного оборудования, указанным в мероприятиях. Иметь в ЦИТС адреса электронной почты основных Производителей ГНО.	За 24 ч до начала демонтажа или, при срочных переездах, за 2 часа до начала подъема.	ЦИТС НГДУ

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

		Подтверждать за 8ч и за 2ч до демонтажа	
3.2.4.4.	Перед подъёмом УЭЦН с ННО менее 550 суток и с причиной отказа R-0, не сбивая сливной клапан, выполнить поиск вероятного повреждения кабеля в устьевой разделке. Провести контрольный замер изоляции кабельной линии после разборки сальникового уплотнения. Проверить состояние сальника кабельного ввода устьевой арматуры скважины. При обнаружении повреждения изоляции кабеля, сообщить телефонограммой в ЦИТС НГДУ для согласования ремонта кабеля на устье. В телефонограмме должен быть указан типоразмер КЛ, № КЛ, собственник.	Перед подъёмом УЭЦН	УПКРС, СК ТКРС
3.2.4.5.	При поступлении телефонограммы от ЦПКРС, СК ТКРС об обнаружении повреждения изоляции кабеля, организовать селектор для согласования ремонта кабеля на устье. На селектор подключить представителей технологической службы ЦДНГ, ЦДПН, ЦПКРС, СК ТКРС, ПО НГДУ, УСТ. Ответственный за принятое решение лицо, ведущее селектор в качестве руководителя.	При поступлении запроса о согласовании от ЦПКРС, СК ТКРС	ЦИТС НГДУ
3.2.4.6.	В случае восстановления изоляции до 5 МОм перед подъёмом, сообщить в ЦИТС НГДУ для согласования запуска УЭЦН или выполнения дальнейшего подъема.	Перед подъёмом УЭЦН	УПКРС, СК ТКРС
3.2.4.7.	При поступлении телефонограммы от ЦПКРС, СК ТКРС о восстановлении изоляции до 5 МОм перед подъёмом, организовать селектор для согласования запуска УЭЦН или дальнейшего подъема. На селектор подключить представителей технологической службы ЦДНГ, ЦДПН, ПО НГДУ, УСТ. Ответственный за принятое решение лицо, ведущее селектор в качестве руководителя.	При поступлении запроса о согласовании от ЦПКРС, СК ТКРС	ЦИТС НГДУ
3.2.4.8.	В случае обнаружения отказавшей НКТ (отверстие, трещина, повреждение резьбы, обрыв по телу или иное несоответствие ТУ) или повреждения кабеля с прогаром, вызвать телефонограммой на устье скважины представителя ЦДНГ, ЦДПН для комиссионного осмотра и составления акта Приложение №9.	При обнаружении	УПКРС, СК ТКРС
3.2.4.9.	При подъёме УЭЦН с ННО менее 550 суток и с предварительной причиной отказа «Негерметичность ГНО», сливной клапан не сбивать, выполнить подъем до уровня жидкости в НКТ, опрессовать оставшиеся НКТ, выполнить визуальный осмотр ближайших 5-и НКТ на предмет повреждения (отверстия, раковины коррозии, трещины в зоне захвата ключами, повреждение резьбы).	В процессе подъема УЭЦН	УПКРС, СК ТКРС
3.2.4.10.	Обеспечить присутствие представителя НГДУ, СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, ТКРС на комиссионном демонтаже ЭЦН.	При ТКРС	УПКРС, СК ТКРС, СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД
3.2.4.10.	Обеспечить присутствие представителя НГДУ, СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, ТКРС на комиссионном	При ТКРС	УПКРС, СК ТКРС, СКО

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

	демонтаже ЭЦН.		УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД
--	----------------	--	---

Ответственный за 2-й этап – вед. Технолог ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД.

3.3. III ЭТАП – КОМИССИОННЫЙ ДЕМОНТАЖ И ОСМОТР ОТКАЗАВШЕЙ СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ НА УСТЬЕ СКВАЖИНЫ

3.3.1. В состав комиссии третьего этапа расследования отказов входят:

- персонал бригады ремонта скважин (бурильщик, мастер ЦПКРС);
- представитель ЦДНГ, ЦДПН, ЦППН (ИТР или оператор по добыче нефти и газа не ниже 5 разряда);
- СК УЭЦН (при отказе УЭЦН);
- Другие заинтересованные лица (представители завода-изготовителя, супервайзинг и т.д.).

3.3.2. Порядок действий служб Общества и СК в рамках выполнения комиссионного демонтажа УШГН (в том числе в компоновке ОРЭ) с ННО до 550 суток, сроки исполнения и ответственные службы указаны в таблице 3.3.2.

Таблица 3.3.2.

Пункт	Функция	Сроки исполнения	Исполнитель
3.3.2.1.	Произвести комиссионный осмотр отказавшей НШ, внести информацию в акт Приложение №6. Произвести фотосъемку отказавшего узла и мест повреждений.	В процессе ТРС, в течение 2ч с момента получения телефонограммы-вызова	УПКРС, СК ТКРС, ЦДПН, ЦДНГ
3.3.2.2.	Произвести комиссионный осмотр отказавшей НКТ. Если явной трещины, отверстия или повреждения резьбы не обнаружено, произвести опрессовку насосным агрегатом отбракованных НКТ (НКТ из интервала, где в лифте находился уровень жидкости). Произвести фотосъемку отказавшего узла. Внести информацию в акт (Приложение №7).	В процессе ТРС	УПКРС, СК ТКРС, ЦДПН, ЦДНГ
3.3.2.3.	Для дальнейшего расследования причины выхода из строя отказавшую НКТ, НШ передать в УМТО с указанием в накладной «На комиссию. Аварийный элемент, НШ19 1,2м+НШ19 6,8м», «На комиссию. Аварийный элемент, НКТ-73 8м+НКТ-73 1м». К аварийному элементу НКТ, НШ прикрепить защищенную от влаги бирку, в которой указать: «На комиссию», № скв., № куста, месторождение, дата подъема, ННО, № бригады, вид оборудования, № пакета НКТ, Ф.И.О. старшего вахты. Место обрыва (разрушения) смазать резьбовой смазкой и покрыть полиэтиленом для предотвращения образования коррозии.	В течение 3 рабочих дней после ТРС	УПКРС, СК ТКРС
3.3.2.4.	Произвести комиссионный демонтаж ШГН. Определить внешнее состояние насоса, комплектность, сверку номеров, соответствие паспорту, ход плунжера, присутствие посторонних предметов, песка, АСПО в клапанах (без разбора насоса на устье), свободу хода всасывающего клапана, состояние и степень засорения фильтра (механические примеси, АСПО). Произвести фотосъемку отказавшего узла и мест повреждений.	В процессе ТРС	УПКРС, СК ТКРС, ЦДПН, ЦДНГ

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

	Оформить акт (Приложение №9).		
3.3.2.5.	При отказе УШГН из-за выхода из строя дополнительного оборудования оформить акт в свободной форме с указанием № скв., № куста, месторождение, дата, № бригады, вид оборудования, заводской № оборудования, Производитель оборудования или СК отремонтировавшая узел, выявленные дефекты, должности и Ф.И.О. членов комиссии. Произвести фотосъемку отказавшего узла.	В процессе ТРС	УПКРС, СК ТКРС, ЦДПН, ЦДНГ
3.3.2.6.	При выявлении явных фактов наличия в насосе или в НКТ механических примесей, масс АСПО и иных не предусмотренных в плане работ фактов и осложнений, выйти на связь с ЦИТС НГДУ для селекторного согласования очистки скважины и иных дополнительных работ по ТРС.	В процессе ТРС	УПКРС, СК ТКРС
3.3.2.7.	Организовать селектор для согласования очистки скважины и иных дополнительных работ по ТРС. На селектор подключить представителей технологической службы ЦДНГ, ЦДПН, ПО НГДУ, УСТ. Ответственный за принятое решение лицо, ведущее селектор в качестве руководителя.	При поступлении запроса о согласовании от ЦПКРС, СК ТКРС	ЦИТС НГДУ
3.3.2.8.	Оборудование (ШГН, ПЯО, НКТ, НЩ, дополнительное оборудование), отбракованное в процессе подготовки к спуску и в процессе спуска в скважину, оформляется актом (Приложение №6, №7, по ШГН и допоборудованию в свободной форме с указанием № скв., № куста, месторождение, дата, № бригады, вид оборудования, заводской № оборудования, Производитель оборудования или СК отремонтировавшая узел, выявленные дефекты, должности и Ф.И.О. членов комиссии) с участием представителя УПКРС, СК ТКРС, ЦДНГ, ЦДПН.	В процессе ТРС	УПКРС, СК ТКРС, ЦДПН, ЦДНГ
3.3.2.9.	Отобрать и передать в ЦДПН, ЦДНГ пробы АСПО, эмульсии, механических примесей, солей, обнаруженных при подъеме УШГН.	На комиссионном демонтаже	УПКРС, СК ТКРС
3.3.2.10.	Отправить в УНИПР принятые от бригады ТКРС с подъема и отобранные при демонтаже пробы АСПО, эмульсии, механических примесей, солей, если ранее исследований данных отложений с ГНО не производилось.	В течение 2 рабочих дней после демонтажа	ЦДНГ, ЦДПН
3.3.2.11.	Результаты лабораторных исследований проб отложений с ГНО, акты осмотра и демонтажа разместить в сетевой папке (\\Un\отказы\НГДУ- \НГДУ- отказы\ЦДНГ- \НГДУ-__ отказы__ год\месяц\№скв __, месторождение, причина отказа, ННО).	При получении акта в ЦДНГ, ЦДПН	ЦДНГ, ЦДПН

3.3.3. Порядок действий служб Общества и СК в рамках выполнения комиссионного демонтажа УЭЦН, УЭВН с ННО до 550сут., сроки исполнения и ответственные службы указаны в таблице 3.3.3.

Таблица 3.3.3.

Пункт	Функция	Сроки исполнения	Исполнитель
3.3.3.1.	Произвести комиссионный осмотр отказавшей НКТ. Если явной трещины, отверстия или повреждения резьбы не обнаружено, произвести опрессовку насосным агрегатом отбракованных НКТ (НКТ из интервала, где в лифте НКТ находился уровень жидкости. Произвести фотосъемку	В процессе ТРС	УПКРС, СК ТКРС, ЦДПН, ЦДНГ

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

	отказавшего узла и мест повреждения. Внести информацию в акт (Приложение №7).		
3.3.3.2.	Поднять УЭЦН, УЭВН до КОШ или до ЭЦН (если нет КОШ в компоновке) и дальнейший подъем без полного состава комиссии не производить.	В процессе подъема	УПКРС, СК ТКРС
3.3.3.3.	Произвести комиссионный демонтаж УЭЦН, УЭВН в порядке указанном в п.3.3.4. Произвести сбор фотоматериалов. Оформить акт Приложение №10.	Непосредственно после подъема УЭЦН	УПКРС, СК ТКРС, ЦДПН, ЦДНГ, ЦППД, СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН
3.3.3.4.	Оборудование (УЭЦН, УЭВН, НКТ, дооборудование), отбракованное в процессе подготовки к спуску и в процессе спуска в скважину, оформляется актом Приложение №7 по НКТ, по УЭЦН, УЭВН в свободной форме с указанием № скв., № куста, месторождение, дата, № бригады, вид оборудования, заводской № оборудования, Производитель оборудования или СК отремонтировавшая узел, выявленные дефекты, должности и Ф.И.О. членов комиссии. Акт составляется с участием представителя УПКРС, СК ТКРС, НГДУ, СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН.	В процессе ТРС	УПКРС, СК ТКРС, ЦДПН, ЦДНГ, ЦППД, СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН
3.3.3.5.	При отказе УЭЦН, УЭВН из-за выхода из строя дополнительного оборудования оформить акт в свободной форме с указанием № скв., № куста, месторождение, дата, № бригады, вид оборудования, заводской № оборудования, Производитель оборудования или СК отремонтировавшая узел, выявленные дефекты, должности и Ф.И.О. членов комиссии. Произвести фотосъемку отказавшего узла и мест повреждений.	В процессе ТРС	УПКРС, СК ТКРС, ЦДПН, ЦДНГ, ЦППД
3.3.3.6.	При выявлении явных фактов наличия в насосе или в НКТ механических примесей, масс АСПО и иных, не предусмотренных в плане работ фактов и осложнений, выйти на связь с ЦИТС НГДУ для селекторного согласования очистки скважины и иных дополнительных работ по ТРС.	В процессе ТРС	УПКРС, СК ТКРС
3.3.3.7.	Организовать селектор для согласования очистки скважины и иных дополнительных работ по ТРС. На селектор подключить представителей технологической службы ЦДНГ, ЦДПН, ПО НГДУ, УСТ. Ответственный за принятое решение лицо, ведущее селектор в качестве руководителя.	При поступлении запроса о согласовании от ЦПКРС, СК ТКРС	ЦИТС НГДУ
3.3.3.8.	Отобрать и передать в ЦДПН, ЦДНГ пробы АСПО, эмульсии, механических примесей, солей, обнаруженных при подъеме УЭЦН, УЭВН.	На комиссионном демонтаже	УПКРС, СК ТКРС
3.3.3.9.	Отправить в УНИПР принятые от бригады ТКРС с подъема и отобранные при демонтаже пробы АСПО, эмульсии, механических примесей, солей, если ранее исследований данных отложений с ГНО не производилось.	В течение 2 рабочих дней после демонтажа	ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД
3.3.3.10.	Произвести демонтаж НЭО без комиссии и без оформления акта.	В сроки указанные в договоре	СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

3.3.3.11.	Результаты лабораторных исследований проб отложений с ГНО, акты осмотра и демонтажа разместить в сетевой папке (\\Un\отказы\НГДУ- \НГДУ- отказы\ЦДНГ- \НГДУ-__ отказы__ год\месяц\№скв __, месторождение, причина отказа, ННО).	При получении акта в ЦДНГ, ЦДПН	ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД
3.3.3.12.	Еженедельно формировать выписку из ВСП с перечнем скважин, по которым производились аварийные демонтажи СУ, ТМПН (из-за отказов). Рассылать выписку в ПО НГДУ, ПРУ ЭПУ, УСТ, СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН.	Еженедельно в пятницу	ЦИТС НГДУ
3.3.3.13.	По НЭО собственности Общества внести в полученную от ЦИТС НГДУ выписку из ВСП по аварийным демонтажам СУ, ТМПН причину демонтажа и наработку НЭО от предыдущего монтажа УЭЦН, УЭВН, от текущего ремонта, от капитального ремонта, от ввода в эксплуатацию. Разослать выписку в ПО НГДУ, ЦДНГ, ЦДПН, УСТ.	В течение 3 рабочих дней после получения от ЦИТС НГДУ	ПРУ ЭПУ
3.3.3.14.	По прокатным и арендованным НЭО внести в полученную от ЦИТС НГДУ выписку из ВСП по аварийным демонтажам СУ, ТМПН причину демонтажа и наработку НЭО от предыдущего монтажа УЭЦН, УЭВН. Разослать выписку в ПО НГДУ, ЦДНГ, ЦДПН, ПРУ ЭПУ, УСТ.	В течение 3 рабочих дней после получения от ЦИТС НГДУ	СКП УЭЦН, СКА УЭЦН

3.3.4. Действия комиссии при демонтаже отказавшей установки ЭЦН

3.3.4.1. Осмотреть обратный и сливной клапан, зафиксировать состояние, наличие отложений и повреждений.

3.3.4.2. Фиксировать состояние дополнительного оборудования—протекторов, протектолайзеров, центраторов, фильтров и др. В случае нарушения состояния дополнительного оборудования составлять акт свободной формы, где отмечать данные факты.

3.3.4.3. Проверить состояние удлинителя и муфты кабеля (наличие механических повреждений, плавления, прогаров).

3.3.4.4. Проверить состояние приемной сетки входного модуля или газосепаратора (наличие механических примесей, солей, в % степень перекрытия проходного сечения, деформацию).

3.3.4.5. Проверить вращение валов в сборе и каждой секции ЭЦН, вылеты валов, радиальный люфт, наличие слома вала (в том числе внутри секции вращением концов вала в разные стороны), состояние крепежа на фланцевых соединениях секций, состояние шлицевых соединений (слом, замятие, срезание концов, проворот, деформация).

3.3.4.6. Состояние шлицевых муфт (состояние шлицов, следов коррозии, наличие деформации или срезания шлицов, слома, трещины муфты или проворота втулки муфты).

3.3.4.7. Провести опрессовку соединений ПЭД - кабельная муфта - гидрозащита согласно требований технологического процесса СК УЭЦН.

3.3.4.8. Провести опрессовку соединений ПЭД - кабельная муфта согласно требований технологического процесса СК УЭЦН. Если установлена негерметичность, произвести поиск места утечки масла.

3.3.4.9. Проверить сопротивление изоляции «кабель-двигатель», кабеля (всех отрубленных участков), проверить сопротивление изоляции ПЭД в прямой и обратной последовательности, наличие «звезды» ПЭД. Проверить омическое сопротивление системы «кабель-двигатель» (наличие «звезды»), кабеля (всех отрубленных участков).

3.3.4.10. При расчленении секций двигателя, гидрозащиты, кабельной муфты обратить особое внимание на состояние масла (наличие в нём воды, пены, пузырьков воздуха, пластовой жидкости, посторонних частиц или следов горения, запах горения), следы плавления и прогара.

3.3.4.11. После расчленения системы «кабель-двигатель», замерить омическое сопротивление жил кабеля на броню (или соединить жилы кабеля в звезду и провести замер омического

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

	оборудовании закрепить защищенную от влаги бирку с указанием номера скважины, месторождения, даты демонтажа, ННО.		
3.4.2.2.	Вывезти со скважины отказавший или отбракованный на спуске ШГН, ПЯО и дополнительное оборудование с пакетом документов (паспорт с пометкой «На комиссию», акт демонтажа с пометкой «На комиссию», акт приемки-передачи с пометкой «На комиссию») и передать в УМТО. На отказавшем оборудовании закрепить защищенную от влаги бирку с указанием номера скважины, месторождения, даты демонтажа, ННО.	В течение 3 рабочих дней после ТРС	СК ТКРС
3.4.2.3.	Передать полученный от СК ТКРС ШГН, ПЯО, дополнительное оборудование с пакетом документов (паспорт с пометкой «На комиссию», акт демонтажа с пометкой «На комиссию», акт приемки-передачи с пометкой «На комиссию») в СКР (ШГН, ПЯО, дополнительного оборудования). На отказавшем оборудовании должна быть защищенная от влаги бирка с указанием номера скважины, месторождения, даты демонтажа, ННО.	В течение 2 рабочих дней с момента поступления оборудования в УМТО	УМТО
3.4.2.4.	Вывезти со скважины отказавшую или отбракованную на спуске НКТ и НШ (обе части) с пакетом документов (акт осмотра с пометкой «На комиссию», накладная М-11, М-15 с пометкой «На комиссию») и передать в УМТО. К аварийному элементу НКТ, НШ должна быть прикреплена защищенная от влаги бирка, в которой должно быть указано: «На комиссию», № скв., № куста, месторождение, дата подъема, ННО, № бригады ТКРС, вид оборудования, № пакета НКТ, Ф.И.О. старшего вахты. Обе части обрванной НШ, НКТ должны быть скреплены вместе. Место обрыва (разрушения) должно быть смазано резьбовой смазкой и покрыто полиэтиленом для предотвращения дальнейшего атмосферного воздействия.	В течение 3 рабочих дней после ТРС	ЦПКРС, СК ТКРС
3.4.2.5.	Направить вызов Производителю отказавшего нового гарантийного ШГН, пакера, дополнительного оборудования с ННО менее 365 суток или иного указанного в заводском паспорте срока гарантии. Согласовать с Производителем дату комиссионного разбора ШГН.	В течение 2 рабочих дней с момента поступления ШГН в СК	СКР (ШГН, пакеров)
3.4.2.6.	Оформить и выслать в УСТ вызов (Приложение №11) на комиссионный разбор ремонтных и новых ШГН, пакера, дополнительного оборудования.	В течение 2 рабочих дней с момента поступления на базу СКР ШГН.	СКР (ШГН, пакеров)
3.4.2.7.	Направить вызов Производителю отказавшей НКТ, НШ, находящихся на гарантии Производителя, с ННО менее 365 суток или иного указанного в заводском паспорте срока гарантии. Согласовать с Производителем дату	В течение 2 рабочих дней с момента поступления НКТ, НШ в УМТО	УМТО

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

	комиссионного осмотра НКТ, НШ.		
3.4.2.8.	Оформить и выслать в УСТ вызов (Приложение №12) на комиссионный осмотр НКТ, НШ, которые поступили в УМТО с пометкой «На комиссию» в документах и с закрепленной биркой.	В течение 2 рабочих дней с момента поступления на склад УМТО	УМТО
3.4.2.9.	Согласовать вызов на комиссионный разбор (осмотр) ШГН, пакера, НКТ и штанг, указать приоритеты и особые отметки, указать необходимость вызова на первый разбор представителя Производителя, направить согласованный вызов в ЦДПН, ЦДНГ, ПО НГДУ, УДНГ, ЦПКРС, УПКРС, УМТО (пересылает вызов Производителю), СКР ГНО, СКР ШНВ.	В течение 2 часов с момента поступления вызова на разбор (осмотр)	УСТ
3.4.2.10.	Направить электронной рассылкой в СКР ШГН, НКТ, НШ материалы, собранные в рамках расследования отказа УШГН согласно перечню (Приложение №13).	1 рабочий день с момента поступления согласованного вызова на разбор.	ЦДНГ, ЦДПН
3.4.2.11.	Организовать проведение комиссионного разбора ШГН, пакера, дополнительного оборудования.	В течение 3 рабочих дней с момента поступления в СК по рем. ШГН	СКР (ШГН, ПЯО, дополнительного оборудования)
3.4.2.12.	Организовать проведение комиссионного осмотра НКТ, НШ.	В течение 3 рабочих дней с момента поступления на склад УМТО	УМТО
3.4.2.13.	Обеспечить участие представителя в комиссионном осмотре и разборе НКТ, НШ, ШГН, пакера, дополнительного оборудования.	В назначенное время	ЦДНГ, ЦДПН, ЦПКРС, СК ТКРС, УМТО, СКР 9НКТ, НШ)
3.4.2.14.	Выполнить анализ поступивших от ЦДНГ, ЦДПН отложений с ГНО отобранных на подъеме и демонтаже.	В течение 5 рабочих дней с момента поступления проб	УНИПР

3.4.3. Порядок действий при подготовке к комиссионному разбору УЭЦН, УЭВН с ННО менее 550 сут. указан в таблице 3.4.3.

Таблица 3.4.3.

Пункт	Функция	Сроки исполнения	Исполнитель
3.4.3.1.	В рамках обязанностей, указанных в договоре на прокат, аренду и обслуживание УЭЦН, УЭВН, обеспечить доставку и передачу для комиссионного разбора ЭЦН, ЭВН, ГС, ГЗ, ПЭД, КЛ, НЭО, дополнительного оборудования УЭЦН, УЭВН на соответствующий участок СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, СКР УЭЦН.	10 рабочих дней после демонтажа или согласно договора, если иное указано в договоре.	СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН
3.4.3.2.	В акте приема-передачи указать общую наработку ПЭД, дату последнего капитального ремонта ПЭД, наработку после последнего капитального ремонта ПЭД.	При передаче УЭЦН собственности Общества в СКР УЭЦН	ПРУ ЭПУ НГДУ
3.4.3.3.	В акте приема-передачи кабеля указать общую наработку отдельных отрезков кабеля.	При передаче КЛ собственности Общества в СКР УЭЦН	ПРУ ЭПУ НГДУ
3.4.3.4.	Вывезти со скважины, отработавшей менее 550сут, отказавшую или отбракованную на спуске	В течение 3 рабочих дней после ТРС	ЦПКРС, СК ТКРС

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

	НКТ с пакетом документов (акт осмотра с пометкой «На комиссию», накладная М-11, М-15 с пометкой «На комиссию») и передать в УМТО. К отбракованной НКТ должна быть прикреплена защищенная от влаги бирка, в которой должно быть указано: «На комиссию», № скв., № куста, месторождение, дата подъема, ННО, № бригады ТКРС, вид оборудования, № пакета НКТ, Ф.И.О. старшего вахты. Место обрыва (разрушения) смазать резьбовой смазкой и покрыть полиэтиленом для предотвращения коррозии.		
3.4.3.5.	Оформить вызов на комиссионный разбор ГНО и НЭО УЭЦН, УЭВН (Приложение № 14) и направить на согласование в ОРМФ УСТ.	При поступлении оборудования на ремонт	СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН
3.4.3.6.	Согласовать вызов на комиссионный разбор ГНО и НЭО УЭЦН, указать приоритеты и особые отметки, направить в ЦДПН, ЦДНГ, ПО НГДУ, УДНГ, УПКРС, ПРУ ЭПУ, СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, СКР УЭЦН.	В течение 2 часов с момента поступления вызова на разбор.	УСТ
3.4.3.7.	Направить вызов Производителю, в СК УЭЦН (производившей монтаж и предыдущий ремонт УЭЦН) преждевременно отказавшего гарантийного нового или ремонтного оборудования УЭЦН (прокатного и собственности Общества) с ННО менее 365 суток. При необходимости согласовать перенос даты комиссионного разбора УЭЦН под возможности участников комиссии.	В течение 2 часов с момента поступления согласованного вызова на разбор.	СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН
3.4.3.8.	Направить электронной рассылкой в СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН материалы, собранные в рамках расследования отказа УЭЦН согласно перечню (Приложение №15).	1 рабочий день с момента поступления согласованного вызова на разбор.	ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД
3.4.3.9.	Организовать проведение комиссионного разбора кабеля.	5 рабочих дней с момента поступления кабеля на ремонт	СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН
3.4.3.10.	Обеспечить участие представителя в комиссионном разборе кабеля.	В назначенное время	ПРУ ЭПУ, СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, СКО УЭЦН, ЦПКРС, СК ТКРС
3.4.3.11.	Организовать проведение комиссионного разбора УЭЦН.	В течение 7 рабочих дней с момента поступления УЭЦН в СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН	СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН
3.4.3.12.	Обеспечить участие представителя в комиссионном разборе УЭЦН на сервисной базе СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН.	В назначенное время	УСТ, СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, СКО УЭЦН
3.4.3.13.	Оформить и выслать в УСТ вызов (Приложение №12) на комиссионный осмотр НКТ, которые поступили в УМТО с пометкой «На комиссию» в документах и с закрепленной биркой.	В течение 2 рабочих дней с момента поступления на склад УМТО	УМТО
3.4.3.14.	Согласовать вызов на комиссионный осмотр НКТ, указать приоритеты и особые отметки, указать необходимость вызова представителя Производителя, направить согласованный вызов в	В течение 2 часов с момента поступления вызова на разбор (осмотр)	УСТ

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

	ЦДПН, ЦДНГ, ПО НГДУ, УДНГ, ЦПКРС, УПКРС, УМТО (пересылает вызов Производителю), СКР ГНО.		
3.4.3.15.	Обеспечить участие представителя в комиссионном осмотре НКТ.	В назначенное время	ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД, ЦПКРС, СК ТКРС, УМТО, СКР (НКТ, НШ)
3.4.3.16.	Оформить и выслать в ПРУ ЭПУ вызов на комиссионный осмотр и тестирование НЭО.	В течение 2 рабочих дней с момента поступления на базу СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН	СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН
3.4.3.17.	Выполнить анализ поступивших от ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД отложений с ГНО отобранных на подъеме и демонтаже.	В течение 5 рабочих дней с момента поступления проб	УНИПР

Ответственный за 4-й этап – представитель СК, назначенный приказом или согласно должностных обязанностей.

3.5. V ЭТАП - КОМИССИОННЫЙ РАЗБОР (ОСМОТР) ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

3.5.1. Комиссионный разбор ШГН и дооборудования производится на производственной базе СКР ШГН. Порядок разбора ШНГ и контролируемые параметры указаны в Приложении №16.

3.5.2. Комиссионный осмотр гарантийных ремонтных НКТ и НШ производится на производственной базе СКР (НКТ, НШ). Комиссионный осмотр НКТ и НШ, находящихся на гарантии Производителя, производится на складе УМТО. Порядок осмотра НКТ, НШ и контролируемые параметры указаны в Приложениях №6, №7.

3.5.3. Порядок действий при комиссионном разборе УШГН (в том числе ОРЭ) с ННО менее 550 сут. указан в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.3.

Пункт	Функция	Сроки исполнения	Исполнитель
3.5.3.1.	Без представителя Производителя оборудования ШГН, НШ, НКТ, дополнительного оборудования комиссионный разбор нового гарантийного оборудования с ННО менее 365 суток не производить, если от Производителя нет официального отказа от участия в комиссионном разборе оборудования.	Постоянно	СКР (ШГН, НКТ, НШ), ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД.
3.5.3.2.	Произвести комиссионный разбор гарантийных новых и ремонтных ШГН, пакера, дополнительного оборудования. Оформить акт (Приложение № 16). Акт направить в ЦДНГ, ЦДПН, ПО НГДУ, УСТ.	В течение 3 рабочих дней с момента поступления на базу СК	СКР (ШГН, ПЯО)
3.5.3.3.	Принять участие в комиссионном разборе ШГН. Собрать фотоматериалы. При необходимости, если визуально природа отложений и засорений не определена, отобрать пробу отложений из насоса и передать в УНИПР на анализ с сопроводительной запиской (№ скважины, месторождение, дата отказа, дата демонтажа, ННО, место отбора пробы). Ответственным за присутствие представителя ЦДНГ, ЦДПН на комиссионном разборе является ПО НГДУ.	Отобрать при комиссионном разборе. Передать в течение 3 рабочих дней.	ЦДПН, ЦДНГ, ПО НГДУ
3.5.3.4.	Выполнить комиссионный осмотр (вскрытие по согласованию) отказавшей НКТ, НШ. Если явной	В течение 3 рабочих дней с момента	СКР (НКТ, НШ); ЦПКРС, ЦДПН,

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

	трещины, отверстия или повреждения резьбы не обнаружено, и если на устье скважины НКТ не была отпрессована, произвести опрессовку насосным агрегатом отбракованных НКТ. Произвести фотосъемку отказавшего узла и мест повреждений и отклонений от нормы. Внести информацию в акт (Приложение № 6, № 7). Акт направить в ПО НГДУ, ЦДПН (ЦДНГ), ЦПКРС, ОРМФ УСТ, УДНГ, ЦБПО.	поступления на базу УМТО	ЦДНГ, УМТО, Производитель
3.5.3.5.	При выявлении фактов отказа узлов ШГН, ПЯО, автосцепа, башмака, находящихся на гарантии Производителя, подготовить два образца отказавшего узла (Обществу и Производителю) для дальнейшего проведения экспертизы на соответствие материала требованиям ТУ. На образце нанести несмываемой краской номер образца и закрепить защищенную от влаги бирку с указанием номера образца, наименования и обозначения детали, оборудования, Производителя, года изготовления, № скважины, № пакета НКТ, даты демонтажа, ННО, подписи представителя Общества и Производителя. Образцы передать в ОГМ по решению ПДК.	При комиссионном разборе	СКР ШГН
3.5.3.6.	При выявлении фактов отказа НКТ, НЩ, находящихся на гарантии Производителя, подготовить два образца отказавшего узла (Обществу и Производителю) для дальнейшего проведения экспертизы на соответствие материала требованиям ТУ. На образце нанести несмываемой краской номер образца и закрепить защищенную от влаги бирку с указанием номера образца, наименования и обозначения детали, оборудования, Производителя, года изготовления, № скважины, № пакета НКТ, даты демонтажа, ННО, подписи представителя Общества и Производителя. Образцы передать в ОГМ по решению ПДК.	При комиссионном осмотре	УМТО
3.5.3.7.	Организовать хранение отказавшей детали гарантийного ремонтного оборудования (ШГН, пакера, башмака, допоборудования), и оборудования (ШГН, пакера, башмака, допоборудования), находящегося на гарантии Производителя. На образце должна быть закреплена защищенная от влаги бирка с указанием наименования и обозначение детали, оборудования, Производителя, № скв., № куста, месторождение, дата отказа, ННО, год изготовления.	В течение 3 месяцев с момента комиссионного разбора	СКР (ШГН, пакеров)
3.5.3.8.	Организовать хранение отказавшей НЩ, НКТ, находящихся на гарантии Производителя или на гарантии СКР НЩ, НКТ. На образце должна быть закреплена защищенная от влаги бирка с указанием наименования и обозначение детали, оборудования, Производителя, № скв., № куста, месторождение, дата отказа, ННО, зав. №, № пакета НКТ, год изготовления.	В течение 3 месяцев с момента комиссионного разбора	УМТО

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

3.5.4. Остатки образцов отказавших узлов (деталей) преждевременно отказавшего гарантийного оборудования УШГН после выполнения экспертизы должны возвращаться в УМТО (находящихся на гарантии Производителя и СКР НКТ, НШ), в СКР ШГН (новые ШГН).

3.5.5. Порядок комиссионного разбора УШГН:

- Выполнить сверку номеров на корпусе насоса и данных эксплуатационного паспорта.
- Определить и внести в акт дату выпуска или ремонта.
- Без представителя Производителя к комиссионному разбору приступать нельзя.
- Произвести опрессовку вставного насоса в сочленении с якорным башмаком давлением 200атм.
- Произвести опрессовку цилиндра с всасывающими клапанами давлением 200атм. Если на подъеме УШГН обрыва (отворота) штанг обнаружено не было, и сбивной винт сливного клапана в трубном насосе был сбит, произвести замену сбивного винта и опрессовать цилиндр давлением 200атм.
- Разобрать всасывающие клапанные узлы, осмотреть на предмет дефектов корпуса и резьбы, на предмет засорений (АСПО, эмульсия, механические примеси, посторонние предметы).
- Выполнить опрессовку всасывающих клапанных пар на вакууме.
- Произвести замер диаметра цилиндра в трех точках.
- Произвести осмотр цилиндра на предмет состояния внутренней поверхности (износы, задиры, раковины), деформаций, повреждений и состояния резьбы.
- Произвести опрессовку зазора плунжер-цилиндр (плунжер с нагнетательными клапанами, цилиндр без всасывающих клапанов) давлением 160-200атм.
- Произвести осмотр плунжера на предмет состояния поверхности (износы, задиры, раковины), наличия деформаций, повреждений, засорений внутреннего канала (АСПО, эмульсия, механические примеси, посторонние предметы) и состояния резьбы.
- Произвести замер диаметра плунжера в трех точках.
- Произвести замер прямолинейности плунжера и цилиндра.
- Разобрать нагнетательные клапанные узлы, осмотреть на наличие дефектов корпуса и резьбы, на предмет засорений (АСПО, эмульсия, механические примеси, посторонние предметы).
- Выполнить опрессовку нагнетательных клапанных пар на вакууме.
- Выполнить разбор и осмотр дооборудования (автосцепы, фильтра, кожуха, шарнирной штанги) на наличие дефектов и засорений.
- Выполнить фотосъемку дефектов, засорений, отложений.
- Внести всю информацию в акт комиссионного разбора.
- Подготовить образцы отказавших узлов для экспертизы материала на предмет соответствия ТУ.

3.5.6. Порядок комиссионного осмотра (разбора, вскрытия) НКТ:

- Занести в акт маркировку на корпусе НКТ.
- Определить и внести в акт дату выпуска или ремонта НКТ.
- Произвести осмотр НКТ на предмет прямолинейности, состояния внешней и внутренней поверхности и резьбы (трещины, отверстия, замятия, задиры, раковины, засорения, отложения).
- При необходимости, вырезать и раскрыть НКТ для замера толщины стенки и более углубленного осмотра внутренней поверхности.
- Выполнить фотосъемку дефектов, засорений, отложений.
- Подготовить образцы НКТ для экспертизы материала на предмет соответствия ТУ.
- Внести всю информацию в акт комиссионного осмотра.

3.5.7. Порядок комиссионного осмотра штанги насосной:

- Занести в акт указанную на корпусе насосной штанги маркировку Производителя и СКР НШ.
- Определить и внести в акт дату выпуска, дату поставки новой штанги или дату ремонта насосной штанги.

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

- Произвести осмотр насосной штанги на предмет прямолинейности, состояния тела штанги и резьбы (трещины, утяжка, замятия, задиры, раковины, засорения, отложения, зоны потемневшей старой трещины на месте обрыва).
 - Выполнить фотосъемку дефектов, засорений, отложений.
 - Подготовить образцы НШ для экспертизы материала на предмет соответствия ТУ.
 - Внести всю информацию в акт комиссионного осмотра.
- 3.5.8. Комиссионный разбор ЭЦН, ЭВН, газосепараторов, мультифазных приставок, ПЭД, гидрозащит, кабеля производится на производственных базах соответствующих СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН.

3.5.9. Порядок действий при комиссионном разборе УЭЦН, УЭВН с ННО менее 550 сут. указан в таблице 3.5.9.

Таблица 3.5.9.

№ п/п	Функция по комиссионному разбору	Срок выполнения	Ответственное подразделение
3.5.9.1.	Без представителя Производителя оборудования УЭЦН комиссионный разбор новых гарантийных секций и кабеля с ННО менее 365 суток не производить, если от Производителя нет официального отказа от участия в комиссионном разборе оборудования. Без представителя СК, производившей ремонт и монтаж УЭЦН, комиссионный разбор гарантийных секций и кабеля с ННО менее 365 суток не производить, если от СК нет официального отказа от участия в комиссионном разборе оборудования (если иное не установлено в договоре).	Постоянно	СКР УЭЦН, УСТ (по ЭЦН, ГЗ, ПЭД), ПРУ ЭПУ (по КЛ)
3.5.9.2.	Произвести комиссионный разбор секций УЭЦН, УЭВН, собрать фотоматериалы, оформить акт (Приложение № 17), акт разослать в ЦДПН (ЦДНГ), ПО НГДУ, УСТ.	В течение 10 рабочих дней с момента доставки УЭЦН на ремонтную базу СК УЭЦН.	СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН
3.5.9.3.	Выполнить комиссионный осмотр (вскрытие по согласованию) отказавшей НКТ. Если явной трещины, отверстия или повреждения резьбы не обнаружено, и если на устье скважины НКТ не была отпрессована, произвести опрессовку насосным агрегатом отбракованных НКТ. Произвести фотосъемку отказавшего узла и мест повреждений и отклонений от нормы. Внести информацию в акт (Приложение № 6, № 7). Акт направить в ПО НГДУ, ЦДПН (ЦДНГ), ЦПКРС, ОРМФ УСТ, УДНГ, ЦБПО.	В течение 3 рабочих дней с момента поступления на базу УМТО	СКР (НКТ, НШ); ЦПКРС, ЦДПН, ЦДНГ, ЦППД, УМТО, Производитель
3.5.9.4.	Принять участие в комиссионном разборе секций УЭЦН, УЭВН, собрать фотоматериалы, отобрать пробу отложений из насоса, оформить акт (Приложение № 17).	В согласованное в заявке время. Акт оформить в течение 1 рабочего дня после завершения комиссионного разбора.	УСТ
3.5.9.5.	Пробу отложений из насоса передать в УНИПР на анализ с сопроводительной запиской (№ скв, месторождение, дата отказа, дата демонтажа, ННО, место отбора), если ранее не проводились исследования подобных отложений.	В течение 7 рабочих дней после завершения комиссионного разбора	УСТ

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

3.5.9.6.	При выявлении фактов гарантийного отказа новых секций УЭЦН, УЭВН или кабеля, подготовить два образца отказавшего узла (Обществу и Производителю) для дальнейшей экспертизы на соответствие материала требованиям ТУ. На образце нанести несмываемой краской номер образца и закрепить защищенную от влаги бирку с указанием номера образца, наименования и обозначения детали, оборудования, Производителя, года изготовления, номера скважины, даты демонтажа, ННО, подписи представителя Общества и Производителя. Передать образцы в ОГМ и Производителю.	При комиссионном разборе	СКР УЭЦН, УСТ
3.5.9.7.	Произвести комиссионный разбор кабеля, собрать фотоматериалы, оформить соответствующий акт (Приложение № 18).	В назначенное время, в течение 5 рабочих дней с момента доставки кабеля на ремонтную базу СК УЭЦН.	СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН
3.5.9.8.	Принять участие в комиссионном разборе кабеля, собрать фотоматериалы, оформить соответствующий акт (Приложение № 18).	В назначенное время	ПРУ ЭПУ, ЦДПН, ЦПКРС (СК ТКРС)
3.5.9.9.	Акт комиссионного разбора кабеля разослать в ЦДПН (ЦДНГ), ПО НГДУ, УДНГ, УСТ.	В течение 1 рабочего дня после завершения комиссионного разбора	СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН
3.5.9.10.	Произвести комиссионный осмотр и тестирование НЭО на основании технологического процесса СК, собрать фотоматериалы, оформить акт (Приложение № 19). Акт разослать в ПО НГДУ, ПРУ ЭПУ, УСТ.	В назначенное время, в течение 5 рабочих дней с момента доставки НЭО на ремонтную базу СК УЭЦН.	СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН
3.5.9.11.	Принять участие в комиссионном осмотре и тестировании НЭО, собрать фотоматериалы, оформить акт (Приложение № 19).	В назначенное время	ПРУ ЭПУ, УСТ - в удаленных регионах
3.5.9.12.	Организовать хранение отказавшей детали (рабочее колесо, направляющий аппарат, втулки, подшипник, вал, опора вала, муфта, головки, болты, шпильки, корпус, статор, пакеты ротора, детали ГЗ и ПЭД, кабельная муфта, отрезок кабеля) гарантийного нового или ремонтного оборудования. Закрепить на узле защищенную от влаги бирку с указанием наименования и обозначение детали, оборудования, Производителя, год изготовления, заводской №, номер скважины, дата отказа, ННО.	В течение 6 месяцев с момента завершения комиссионного разбора или до принятия обоюдного решения по отказу	СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН

3.5.10. Порядок комиссионного разбора УЭЦН, УЭВН:

- Разборка секций УЭЦН, УЭВН производится согласно разработанных в СК УЭЦН, УЭВН технологических процессов на разборку и дефектовка узлов УЭЦН.
- Разборка секций УЭЦН, УЭВН в цехе ремонта СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН производится рабочими цеха. Контроль над выполнением этих операций осуществляет ответственный ИТР сервисной компании. К участию в расследовании на этом этапе допускаются все заинтересованные лица: представители Общества, представители

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

Производителя, представители СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, представители СК ТКРС или других сервисных организаций, имеющих отношение к отказу.

- Разбор КЛ организует СК УЭЦН, приглашает представителей Производителя, представителей Общества, ЦПКРС (СК ТКРС).
- Если одна из сторон не имеет возможности прибыть в назначенное время на разбор КЛ, комиссия принимает решение о выполнении разбора в сокращенном составе, но с более подробным отражением обнаруженных дефектов в фотоматериалах (указать, у какой стороне кабельная муфта; фотосъемку повреждений выполнить с разных сторон с качественным освещением и высоким разрешением).
- Ответственный за организацию разбора кабеля - соответствующая СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН.
- При разборке узлов обязательно сверяется фактический номер узла и номер, указанный в паспорте установки.
- Члены комиссии должны предварительно изучить материалы по рассматриваемому отказу и в процессе разбора особое внимание обращать на факты прямо или косвенно относящиеся к причине отказа.
- До начала разборки тщательно осматривается узел для выявления прогибов, вмятин, прогаров, следов коррозии, перегрева и механических повреждений.
- В процессе разборки тщательно проверяется вращение валов, вылет вала и биение (люфт) их концов, состояние шлицевых концов валов и соединительных муфт, наличие отложений, засорений и взвеси.
- Определить соответствие сборки секции и материала деталей сборочному чертежу Производителя. При необходимости подготовить образцы с бирками для проведения экспертизы.
- Исследовать КОШ и КС на предмет засорения, износа и разрушения резьбы и клапанных пар.
- В акте указать возраст отказавшего узла с момента ввода его в эксплуатацию.
- Все важные для расследования моменты фиксировать фотосъемкой.
- По окончании разбора погружного оборудования составляется акт комиссионного разбора (Приложение № 17), в котором расписываются представители СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, СКО УЭЦН, Общества, Производителя, участвовавшие в разборе установки.

3.5.11. Разбор погружного электродвигателя (ПЭД):

- Прежде, чем ПЭД и гидрозащита пройдут наружную мойку, обеспечить, чтобы все транспортировочные крышки были плотно закрыты;
- При разборе двигателя проверить состояние масла, слить из основания двигателя (ПЭД) пробу масла для электрического пробоя - определения диэлектрической прочности, визуально определить загрязнение масла и наличие стружки, механических включений, пены.
- Опрессовать двигатель маслом (10 кгс/см^2 в течение 10 минут).
- При разборке проверить все уплотнительные резиновые кольца (срезы, порывы, трещины, грязь под кольцами, соответствие габаритного размера кольца) и свинцовые шайбы, фильтр.
- Проверить лёгкость вращения и биение конца вала, состояние шлицев и шлицевой муфты.
- Сняв узел пяты, определить степень и направление износа подпятника.
- Промыть контакты и колодку токоввода или узел секционирования чистым маслом или бензином, определить сопротивление изоляции каждой фазы обмотки мегомметром и целостность обмотки ("звезду") омметром или низковольтным электрическим пробником.
- В случае низкой изоляции, определять сопротивление изоляции обмотки и выводных концов мегомметром после каждого этапа разборки двигателя (с колодкой токоввода, без неё, после отворота головки, после извлечения ротора).
- Проверить колодку токоввода на наличие трещин и сколов, а на выводных концах искать вздутия, порезы, проколы, порывы изоляции.

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

- Если изоляция не поднимается пошагово с замером изоляции отсоединить выводные концы, отсоединить ТМС или узел секционирования, извлечь ротор, отправить статор на мойку и сушку.
- При пробое изоляции определить точку пробоя \ прогара: колодка, выводной конец, выводной провод обмотки или нулевая точка, верхняя или нижняя лобовая часть обмотки, паз обмотки статора в районе пакета № (указывается какой по счету пакет).
- Проверить состояние подшипников головки и основания двигателя, степень их износа.
- Вытащить ротор, проверить пакеты: изменение цвета, износ, изменение геометрических размеров, расслоение, следы прогара, полярность. Проверить подшипники: износ наружный и внутренний, люфт, трещины, износ торцевых дистанционных шайб, магнитные свойства для вентильных двигателей.
- При разборке ротора проверить состояние шпоночного паза и шпонок, канавок под стопорные кольца, прямолинейность вала.
- Проверить ТМС: проверить попадание масла ПЭД или пластовой жидкости в погружной блок и наличие следов воздействия высокого давления (деформация электрических конденсаторов).
- Все важные для расследования моменты фиксировать фотосъемкой.

3.5.12. Разбор гидрозащиты:

- При разборке гидрозащиты проверить состояние масла, слить пробу масла для определения диэлектрической прочности, визуально определить загрязнение масла и наличие стружки, механических включений, воды отдельно в каждой полости протектора (внутри и за диафрагмой).
- Опрессовать полости гидрозащиты согласно требованиям документации Производителя, но не более 2 атм.
- При разборке, проверить все уплотнительные резиновые кольца (срезы, порывы, трещины, грязь под кольцами, соответствие габаритного размера кольца) и свинцовые шайбы.
- Проверить лёгкость вращения и биение конца вала, состояние шлицев и шлицевой муфты.
- Снять узел пяты, определить степень и направление износа подпятников отдельно нижнего и верхнего.
- Снимая торцевые уплотнения, тщательно проверить состояние торцевых поверхностей (кольцевой износ, риски, изменение цвета, микротрещины, эластичность), сильфонов и резиновых колец (эластичность, трещины, порывы, вздутия), пружин, пластин крепящих неподвижную часть (деформация, следы износа).
- До снятия диафрагмы осмотреть бандаж. Проверить диафрагму, состояние её поверхности (расслоения, трещины, вздутия, проколы, порывы, изменение формы, эластичность), особенно в зоне бандажирования, чистоте внутренней поверхности.
- Осмотреть торцевые уплотнения, соответствие их температурного исполнения.
- Зафиксировать состояние плавких глазков узла контроля температуры.
- Проверить состояние, герметичность и наличие засорений перепускных клапанов.
- Отбракованные детали и все замеченные отклонения зафиксировать фотосъемкой и в акте комиссионного разбора.

3.5.13. Разбор ЭЦН и газосепаратора.

- Осмотреть приёмную сетку (втянута, забита, степень засорения), определить наличие механических примесей (песок, глина, соль, ржавчина, парафин, эмульсия, проч.) в ловильной головке.
- Отвернуть основание, головку, ниппель проверить состояние узла пяты, подшипников и втулок (характер износа, зазоры).
- После демонтажа и разборки ротора проверить вал, его шлицевые концы и шпонку на предмет деформации, трещин, коррозии, слома и износа.
- Каждое рабочее колесо осмотреть, уделив особое внимание состоянию верхних и нижних текстолитовых шайб, износу ступиц/защитных втулок, целостности шпоночного паза,

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

наличию засорения проточных каналов, сохранению геометрических размеров полиамидных колёс.

- Направляющие аппараты проверить на сколы, трещины, проворот корпуса, на состояние прохода проточных каналов (песок, глина, соль, ржавчина, парафин, эмульсия, проч.), износ буртов и внутреннего отверстия.
- Проверить отсутствие механические примеси в сепарационных камерах газосепаратора, а если они имеются, замерить толщину их слоя.
- Если на рабочих органах имеются значительные отложения солей, гипса, примесей, снять пробу для химического анализа и после отправить детали на мойку, при необходимости провести кислотную обработку и уже после этого проводить окончательную дефектовку.
- Проверить зазоры и характер износа в парах трения.
- Все обнаруженные дефекты зафиксировать фотосъемкой и указать в акте комиссионного разбора.

3.5.14. Разбор кабельной линии:

- До разборки кабельной линии сверить с эксплуатационным паспортом заводской номер кабельной муфты, кабельной линии, проверить концевую метку, изучить её карточку, для определения места нахождения сростков и состояния отдельных кусков.
- При разборке кабеля промыть бензином муфту, сальниковую разделку и конец, который идёт к клеммной коробке.
- Осмотреть муфту на прогар, трещины, оплавление, повреждение (деформацию и вытягивание) штекеров.
- Замерить мегомметром изоляцию каждой жилы по отношению к броне, между соседними жилами. Закоротив все три жилы на конце кабеля, проверить микроомметром целостность токоведущих жил со стороны муфты.
- Осмотреть сальниковую разделку под АУ и под пакер. При необходимости отрезать кабель ниже сальниковой разделки на один метр.
- Отрезать удлинитель. Если снижение изоляции в удлинителе, попытаться визуально определить это место. Если это не удалось, отрезать кабельную муфту и сросток, и прозвонить их отдельно, также прозвонить кабель удлинителя.
- Проверить кабельную муфту на герметичность, опрессовать давлением 10 атм., в течение 10 минут.
- Разрезать удлинитель в двух-трёх точках (желательно в зоне прикрепления его к корпусу насоса и НКТ клямсами), проверить смещение и плавление изоляции удлинителя (деформация изоляции).
- При снижении изоляции в сростке - аккуратно снять с него броню и постепенно снимать изоляцию с жилы со сниженной изоляцией, регулярно прозванивая её. Обратить внимание на состояние сростка, возможность его вытяжки (по расхождению витков брони и выходу жилы из гильзы), наличие механических повреждений.
- Если изоляция снижена в самой кабельной линии, перемотать её, при этом попытаться с помощью имеющихся приборов или визуально определить место снижения изоляции.
- Место пробоя изоляции зафиксировать фотосъемкой высокого качества с нескольких углов зрения (должно быть отчетливо видно задиры, вмятины, протертости, растяжения витков брони или отсутствие МПК) с указанием, где находится муфта.
- Отметить полную фактическую длину кабельной линии.
- Если место снижения изоляции не выявлено, выполнить высоковольтные испытания.
- После высоковольтных испытаний вновь перемотать кабель для обнаружения места дефекта (прогара).
- Тщательно осмотреть место снижения изоляции, определить наличие мехповреждения на броне (задира, замятия, вдавливания, надреза, протираания, перекрута и проч.), наличие температурной деформации изоляции жил кабеля в стороне от точки прогара (смещение жил внутри изоляции, деформация изоляции от перегрева).

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

- При обрыве кабеля осмотреть концы медных жил на предмет наличия капель меди или следов оплавления.
- При отсутствии цепи (обрыве жилы или жил), если кабель не разорван и не перерублен, вскрыть подряд все сrostки (высока вероятность обнаружения разрыва жилы в одном из них). Регулярно проверять цепь омметром.
- В акте указать характер намотки кабеля на барабан (перехлест витков), наличие метки на конце кабеля, соответствие типа кабеля в паспорте и по факту (сечение, марка).
- При комиссионном разборе кабеля отрезанного на устье (отрезан в районе пакера ОРЭ) прозвонить и исследовать каждый отрезок кабеля.
- При обнаружении места прогара, сфотографировать место прогара с приложенным к кабелю рядом с прогаром информационным листом, на котором указать №скв, месторождение, дата отказа, ННО, направление верх – низ (муфта) по кабелю, расстояние от муфты. Если на кабеле в месте прогара есть мехповреждения, то информационный лист не должен закрывать мехповреждения.
- Если в месте прогара (пробоя) следов механического воздействия (задилов, вмятин, растяжений) нет, т.е. есть вероятность, что пробой произошел из-за возрастного или заводского дефекта изоляции, то вскрытие брони производить с представителем Производителя (если новый кабель отработал менее 365 суток) или с представителем СК отремонтировавшей кабель (если ремонтный кабель отработал менее 365 суток). Если в момент комиссионного разбора представитель компании изготовителя отсутствует, то отрезок с прогаром (пробоем) сохранить с прикрепленным информационным листом (№скв, месторождение, дата отказа, ННО, направление верх – низ (муфта) по кабелю, расстояние от муфты) для дальнейшего дорасследования и вскрытия брони в присутствии Производителя.
- Все замеченные отклонения зафиксировать фотосъемкой и в акте комиссионного разбора.

Ответственный за 5-й этап – представитель СК, назначенный приказом или согласно должностных обязанностей.

3.6. VI ЭТАП - ПОДГОТОВКА К СОВЕЩАНИЮ ПДК.

3.6.1. Основные функции подразделений в процессе подготовки к совещанию ПДК указаны в таблице 3.6.1.

Таблица 3.6.1.

№ п/п	Функция по подготовке к комиссионному разбору	Срок выполнения	Ответственное подразделение
3.6.1.1.	На основании протокола предыдущего совещания ПДК выполнить экспертизу отказавшего узла (детали) гарантийного оборудования. Заключение направить в ПО НГДУ, ЦДПН, ЦДНГ, ЦППД, ЦПКРС, ОРМФ УСТ, УДНГ, ЦБПО, УМТО. Остатки образцов с биркой после экспертизы вернуть в подразделение, от которого был получен образец.	В течение 15 рабочих дней с момента получения протокола ПДК	ОГМ, Производитель
3.6.1.2.	Размещать указанные в Приложениях №13, №15 материалы по работе скважины и по расследованию отказа в сетевой папке (\\Un\отказы\НГДУ-__\НГДУ-__ отказы\ЦДНГ-__\НГДУ-__ отказы__ год\месяц\№скв __, месторождение, причина отказа, ННО).	В течение 2 рабочих дней после каждого этапа расследования	ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД
3.6.1.3.	Вносить соответствующую информацию в накопительный электронный свод информации ПДК (Приложение №1). Форма свода информации может	В течение 2 рабочих дней после каждого этапа расследования	ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

	быть скорректирована по согласованию с УСТ.		
3.6.1.4.	Сформировать перечень скважин (Приложение №20), по которым собран основной пакет документов и которые готовы к рассмотрению на ПДК. Направить в ПО НГДУ Приложения №1, №20.	Еженедельно по вторникам	ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД
3.6.1.5.	Подготовить и направить совместно с приложениями №1, №20 информационное письмо о дате, времени и формате (заседание или селектор) проведения совещания ПДК службам АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова –ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД, УСТ, УМТО, УНИПР, УПКРС, СК ТКРС, СКА УЭЦН, СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКР УЭЦН, СК (ШГН, НШ, НКТ), компаниям производителям отказавшего гарантийного оборудования.	За 2 рабочих дня до совещания ПДК	ПО НГДУ
3.6.1.6.	По запросу СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, СКР УЭЦН, СКР (ШГН, НКТ, НШ) направить электронной рассылкой в СК УЭЦН, СК УШГН материалы Приложение №13, №15 собранные в рамках расследования отказа скважинного насосного оборудования, который будет рассматриваться на очередном ПДК.	За 2 рабочих дня до совещания ПДК по запросу СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, СКР УЭЦН, СКР ШГН, НКТ, НШ	ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД
3.6.1.7.	Направить электронной почтой на Производителя по его запросу материалы, собранные в рамках расследования отказа скважинного насосного оборудования.	По запросу Производителя	УМТО

Ответственный за 6-й этап – начальник ПО НГДУ.

3.7. VII ЭТАП – ПРОВЕДЕНИЕ СОВЕЩАНИЯ ПДК ПО РАССЛЕДОВАНИЮ ПРИЧИН ОТКАЗОВ СКВАЖИННЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК, ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ОТКАЗУ

3.7.1. Проведение совещания ПДК по расследованию причин отказов направлено на:

- определение истинных причин отказов погружного и наземного оборудования;
- выявление виновных лиц в отказе;
- повышение ответственности работников производственных подразделений, сервисных компаний за соблюдение технологической дисциплины при ремонте и эксплуатации скважин, оборудования;
- повышение эффективности эксплуатации механизированного фонда;
- разработку мероприятий по профилактике отказов и повышению надёжности скважинного насосного оборудования.

3.7.2. Состав ПДК:

Главный инженер Общества – председатель ПДК;

Начальник УСТ – зам. председателя ПДК;

Начальник или заместитель начальника ОРМФ УСТ;

Начальник или представитель ПО НГДУ – секретарь ПДК;

Ведущий инженер-технолог или инженер-технолог ЦДНГ, ЦДПН, ЦППД;

Представитель УНИПР;

Представитель УМТО;

Представитель УПКРС;

Представитель СК ТКРС;

Представитель СКП УЭЦН;

Представитель СКА УЭЦН;

Представитель СКР УЭЦН;

Представитель СКО УЭЦН;

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

Представитель СКР (ШГН, НКТ, НШ);

Представитель Производителя отказавшего оборудования.

- 3.7.3. Все представители подрядных и сервисных организаций, участвующих в ПДК, должны иметь письменную доверенность на право представлять интересы своей компании по вопросам отказов скважинного оборудования и на право подписывать заключительные акты расследования причин отказов.
- 3.7.4. На совещании рассматриваются все отказы скважинного насосного оборудования механизированного фонда за прошедший период, устанавливается причина отказа, виновная в отказе сторона, определяются мероприятия по профилактике подобных отказов и обеспечению надёжной работы скважинного насосного оборудования.
- 3.7.5. Совещание ПДК проводится не реже 2-х раз в месяц в виде очного или селекторного совещания (организованного при помощи телефонной связи) с привлечением всех заинтересованных сторон (ПО НГДУ, ЦДПН, ЦДНГ, ЦППД, УСТ, УМТО, УПКРС, СК ТКРС, СКО УЭЦН, СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, СКР (НКТ, НШ, ШГН), Производителей). Дата и время проведения совещания ПДК указывается в информационном письме, рассылаемом ПО НГДУ. При отсутствии представителей одной из служб, указанных в вызове, совещание расследование будет проведено в одностороннем порядке.
- 3.7.6. На ПДК принимается решение о необходимости проведения экспертизы отказавшего гарантийного узла (детали).
- 3.7.7. В случае обнаружения заводского дефекта в период гарантийного срока, все претензионные действия осуществляются в соответствии с требованиями законодательства РФ и условиями договора на поставку оборудования.
- 3.7.8. После рассмотрения всех материалов и обмена мнениями выносится заключение о причине отказа оборудования и виновной стороне, которое указывается в протоколе совещания ПДК.
- 3.7.9. Порядок действий при оформлении результатов расследования причин отказов насосного оборудования указан в таблице 3.7.9.

Таблица 3.7.9.

Пункт	Функция	Сроки исполнения	Исполнитель
3.7.9.1.	По результатам совещания ПДК сформировать проект протокола и направить для согласования в УСТ.	В течение 1 рабочего дня после совещания ПДК	ПО НГДУ
3.7.9.2.	Внести корректировки в протокол и направить его для согласования в ПО НГДУ, УПКРС, СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, СКО УЭЦН, СКР ШГН, НКТ, НШ, Производителю.	В течение 1 рабочего дня после поступления от ПО НГДУ	УСТ
3.7.9.3.	Согласовать протокол, подписать и направить в УСТ.	В течение 3 рабочих дней после поступления от УСТ	НГДУ, УПКРС, СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, СКО УЭЦН, СКР (ШГН, НКТ, НШ), Производитель
3.7.9.4.	Оформить заключительный акт по отказу (Приложение №21), произошедшему по вине СК и Производителя.	В течение 1 рабочего дня после совещания ПДК	ПО НГДУ, УСТ
3.7.9.5.	Отправить в СК, Производителю оригинал заключительного акта (Приложение №21) почтой на согласование.	В течение 1 рабочего дня после совещания ПДК	УСТ
3.7.9.6.	Согласовать заключительный акт по отказу (Приложение №21), при необходимости приложить особое мнение. Отправить акт в УСТ почтой в оригинале и в электронном виде.	В течение 5 рабочих дней после получения по почте	СК, Производитель
3.7.9.7.	Результаты расследования отказов и всю	В течение 1 рабочего	ЦДНГ, ЦДПН,

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

	необходимую информацию занести в накопительный электронный свод информации ПДК (Приложение №1).	дня после совещания ПДК	ЦППД
3.7.9.8.	В случае установления факта вины в отказе оборудования структурного подразделения Общества, руководство соответствующего подразделения должно провести внутреннее расследование, рассмотреть вопрос о выносе на балансовую комиссию виновных в отказе и направить в УСТ результаты внутреннего расследования и предлагаемые мероприятия.	В течение 10 рабочих дней после поступления протокола ПДК	Подразделение виновное в отказе
3.7.9.9.	В случае установления факта вины в отказе оборудования СК или Производителя, руководство соответствующей компании должно провести внутреннее расследование, направить на УСТ результаты внутреннего расследования и предлагаемые мероприятия.	В течение 10 рабочих дней после поступления заключительного акта	СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, СКО УЭЦН, СКР (ШГН, НКТ, НШ), Производитель
3.7.9.10	Утвержденный Сторонами акт (Приложение №21), подтверждающий факт брака в изготовлении оборудования или брака в оказании услуг сервисными компаниями, направить в подразделение Общества (УДНГ, УПКРС, УМТО), курирующее договор с данным Производителем или СК.	В течение 1 рабочего дня после получения от СК, Производителя согласованного заключительного акта	УСТ

3.7.10. При нарушении требований настоящего Регламента, виновной стороной может быть признана служба Общества или прокатная (сервисная) организация, не выполнившая эти требования.

3.7.11. В случае невозможности корректного определения истинной причины отказа погружного оборудования, сторона, не представившая в полном объеме документацию, а также документацию, частично не заполненную в том объеме, который необходим для определения причины отказа, или представившая недостоверную информацию по отказу в рамках своей компетенции, не обеспечившая тем самым объективное определение причины отказа оборудования, признается виновной и обязана возместить убытки Общества вследствие отказа оборудования.

Ответственный за 7-й этап – начальник УСТ.

3.8. VIII ЭТАП – ПРЕТЕНЗИОННАЯ РАБОТА

3.8.1. По итогам работы за отчетный период проводится совещание в присутствии руководства Общества, представителей УСТ, УДНГ, ЮУ, УБ, НГДУ и полномочных представителей СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, СКР УЭЦН. На данном совещании рассматриваются отказы УЭЦН, УЭВН произошедшие по вине Общества и отказы УЭЦН, УЭВН по вине отдельных СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, СКР УЭЦН и принимается решение о целесообразности и необходимости выставления взаимных претензий.

3.8.2. Службой, ответственной за организацию претензионной работы, является подразделение Общества, ответственное за ведение договорной работы с соответствующей сервисной компанией или Производителем.

3.8.3. Основные функции подразделений в процессе подготовки и проведения претензионной работы указаны в таблице 3.8.3.

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

Таблица 3.8.3.

№ п/п	Функция	Срок выполнения	Ответственное подразделение
3.8.3.1.	Направить в подразделение Общества, ответственное за ведение договорной работы с соответствующим Производителем или СК, копию подписанного сторонами заключительного акта по отказу, виновной службой в котором признан Производитель или СК.	В течение 2 рабочих дней с момента получения подписанного СК заключительного акта	УСТ
3.8.3.2.	Подготовить расчет нанесенного Обществу финансового ущерба и совместно с заключительным актом по данному отказу и иными документами, подтверждающими обстоятельства, зафиксированные в акте, направить в ЮУ для подготовки претензии.	В течение 5 рабочих дней с момента получения от УСТ заключительного акта	Подразделение Общества, ответственное за ведение договорной работы с соответствующим Производителем или СК (УДНГ, УПКРС, УМТО)
3.8.3.3.	На основании заключительного акта, представленных документов и расчета убытков по данному отказу оформить и направить Производителю или СК претензию о возмещении нанесенного Обществу ущерба.	В течение 5 рабочих дней с момента получения от УСТ и держателя договора материалов.	ЮУ

Ответственный за 8-й этап – начальник УСТ.

3.9. IX ЭТАП - АНАЛИЗ РАБОТЫ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА ЗА ПЕРИОД РАБОТЫ – МЕСЯЦ, ПОЛУГОДИЕ, ГОД.

3.9.1. На основании материалов работы ПДК по расследованию отказов скважинного насосного оборудования производится анализ работы механизированного фонда скважин за отчетный период, разрабатываются и утверждаются мероприятия по повышению СНО механизированного фонда.

3.9.2. По умолчанию отчетный период – месяц, полугодие, год. Для оптимизации и усовершенствования работы, предусмотренной настоящим Регламент, может быть установлен иной отчетный период.

3.9.3. Основные функции подразделений в процессе подготовки и проведения анализа работы указаны в таблице 3.9.3.

Таблица 3.9.3.

№ п/п	Функция	Срок выполнения	Ответственное подразделение
3.9.3.1.	Предоставить со служебной запиской в УСТ для согласования итоговый вариант электронного файла Приложения № 1, заполненного в установленном порядке ответственными лицами НГДУ по всем отказам оборудования, произошедшим за отчетный месяц.	Ежемесячно, до 3 числа месяца, следующего за отчетным месяцем	ПО НГДУ
3.9.3.2.	Сформировать и направить в УСТ свод информации ПДК по отказам (Приложение №1) и статистические материалы для анализа работы механизированного фонда за отчетный период.	По годовому отчету - до 25 января. По отчету за полугодие – до 15 июля.	ПО НГДУ

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

3.9.3.3.	Объединить материалы анализа работы механизированного фонда от НГДУ. Подготовить итоговую презентацию по работе механизированного фонда за отчетный период.	По годовому отчету - до 30 января. По отчету за полугодие – до 20 июля.	УСТ
3.9.3.4.	На основании результатов расследования и анализа отказов разработать (актуализировать), согласовать с курирующими подразделениями Общества и утвердить Главным инженером Общества мероприятия по повышению наработки на отказ механизированного фонда.	По итогам года - до 30 февраля. По итогам полугодия - до 20 августа.	УСТ

Ответственный за 9-й этап – начальник УСТ.

4. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА НЕИСПОЛНЕНИЕ (НЕНАДЛЕЖАЩЕЕ ИСПОЛНЕНИЕ) НАСТОЯЩЕГО РЕГЛАМЕНТА.

Ответственность за соблюдение требований настоящего Регламента несут начальники профильных управлений и согласующих подразделений.

Начальники профильных управлений несут персональную ответственность за действия ответственных исполнителей в части соблюдения процедур, установленных настоящим Регламентом.

Ответственность к нарушителям настоящего Регламента применяется по основаниям и в порядке, предусмотренным трудовым законодательством Российской Федерации и трудовыми договорами.

5. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

5.1. Внешние нормативные и распорядительные документы

Таблица 5.1. Внешние нормативные и распорядительные документы

№ п/п	Наименование документа
1	
2	

5.2. Внутренние нормативные и распорядительные документы

Таблица 5.2. Внутренние нормативные и распорядительные документы

№ п/п	Номер документа	Наименование документа
1	ГД-01/101 от 18.04.16	Технологический регламент «Подбор УШГН, ремонт, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных УШГН в ПАО «Белкамнефть».
2	ГД-01/102 от 18.04.16	Технологический регламент «Подбор УЭЦН, ремонт, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН в ПАО «Белкамнефть».

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

6. КОНТРОЛЬ ВЕРСИЙ ДОКУМЕНТА

Таблица 6.1.

Номер верси и	Дата создания версии	Должность ответственного за разработку	ФИО ответственного за разработку	Краткое описание изменений документа
1	20.06.2015	Начальник УСТ	Петрусевиц Ю.Н.	Создание документа
2	28.02.2020	Начальник УСТ	Петрусевиц Ю.Н.	Актуализация документа

7. СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ:

- Приложение № 1. Свод информации по отказам УЭЦН, УЭВН, УШГН;
- Приложение № 2. Классификатор причин остановок скважин;
- Приложение № 3. Акт регламентных работ по УШГН;
- Приложение № 4. Акт регламентных работ по УЭЦН;
- Приложение № 5. Акт комиссионного подрыва штанг и вызова подачи;
- Приложение № 6. Акт комиссионного осмотра НШ;
- Приложение № 7. Акт комиссионного осмотра НКТ;
- Приложение № 8. Заявка на выполнение работ по прокату, обслуживанию УЭЦН;
- Приложение № 9. Акт подъема и демонтажа УШГН;
- Приложение № 10. Акт демонтажа ЭЦН, УЭВН;
- Приложение № 11. Вызов на комиссионный разбор ШГН;
- Приложение № 12. Вызов на комиссионный разбор/осмотр НКТ, НШ;
- Приложение № 13. Перечень необходимых материалов и документации, предоставляемых для расследования причин отказов УШГН;
- Приложение № 14. Вызов на комиссионный разбор УЭЦН, УЭВН;
- Приложение № 15. Перечень необходимых материалов и документации, предоставляемых для расследования причин отказов УЭЦН, УЭВН;
- Приложение № 16. Акт комиссионного разбора ШГН;
- Приложение № 17. Акт комиссионного разбора УЭЦН, УЭВН;
- Приложение № 18. Акт комиссионного разбора кабельной линии;
- Приложение № 19. Акт комиссионного осмотра и тестирования НЭО;
- Приложение № 20. Перечень скважин, готовых к рассмотрению на ПДК;
- Приложение № 21. Заключительный акт.

Сводный отчет о выполнении работ по проекту "Разработка и внедрение системы автоматизации управления производством" за 2023 год														
№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Факт	План	Отклонение	Средняя скорость	Срок выполнения	Дата окончания	Статус	Комментарий	Исполнитель	Проверенный	Дата проверки	Подпись
1	Разработка технического задания	шт.	1	1	0	100%	10.01.2023	20.01.2023	Завершено		Иванов И.И.	Петров П.П.	15.01.2023	Иванов И.И.
2	Разработка архитектуры системы	шт.	1	1	0	100%	20.01.2023	30.01.2023	Завершено		Иванов И.И.	Петров П.П.	25.01.2023	Иванов И.И.
3	Разработка модулей системы	шт.	1	1	0	100%	30.01.2023	10.02.2023	Завершено		Иванов И.И.	Петров П.П.	05.02.2023	Иванов И.И.
4	Тестирование системы	шт.	1	1	0	100%	10.02.2023	20.02.2023	Завершено		Иванов И.И.	Петров П.П.	15.02.2023	Иванов И.И.
5	Внедрение системы	шт.	1	1	0	100%	20.02.2023	30.02.2023	Завершено		Иванов И.И.	Петров П.П.	25.02.2023	Иванов И.И.
6	Обучение персонала	шт.	1	1	0	100%	30.02.2023	10.03.2023	Завершено		Иванов И.И.	Петров П.П.	05.03.2023	Иванов И.И.
7	Поддержка системы	шт.	1	1	0	100%	10.03.2023	20.03.2023	Завершено		Иванов И.И.	Петров П.П.	15.03.2023	Иванов И.И.
8	Оформление документации	шт.	1	1	0	100%	20.03.2023	30.03.2023	Завершено		Иванов И.И.	Петров П.П.	25.03.2023	Иванов И.И.
9	Итого	шт.	9	9	0	100%	30.03.2023	30.03.2023	Завершено		Иванов И.И.	Петров П.П.	25.03.2023	Иванов И.И.

КЛАССИФИКАТОР ПРИЧИН ОСТАНОВОВ СКВАЖИН

1.	ЭЦН	2.	ШГН	3.	ОРЭ	4.	Фонтанный
1.1	Заклинивание ЭЦН	2.1	Заклинивание УШГН	3.1	Заклинивание ЭЦН	4.1	Снижение дебита
1.2	Снижение сопротивления изоляции системы "кабель - ПЭД" / (R-0)	2.2	Обрыв/отворот/заклинивание штанг	3.2	Снижение сопротивления изоляции системы "кабель - ПЭД" / (R-0)	4.2	Отсутствие подачи
1.3	Негерметичность лифта НКТ	2.3	Негерметичность лифта НКТ	3.3	Негерметичность лифта НКТ	4.3	Извлечение скребка
1.4	Высокая обводненность	2.4	Смена подпорванного штока	3.4	Токи Х.Х.	4.4	Устранение АСПО/солевых отложений
1.5	Снижение дебита	2.5	Смена СУСГ	3.5	Заклинивание УШГН	4.5	Прекращение фонтанирования
1.6	Отсутствие подачи	2.6	Ремонт основания СК	3.6	Обрыв/отворот/заклинивание штанг	4.6	ГТМ: Перевод на мех. способ добычи
1.7	Отсутствие притока	2.7	Ремонт СК	3.7	Смена подпорванного штока	4.7	Временная консервация
1.8	Токи Х.Х.	2.8	Высокая обводненность	3.8	Смена СУСГ	4.8	ГТМ: Переход («возврат») на другие горизонты и приобщение пластов
1.9	ГДИС	2.9	Снижение дебита	3.9	Ремонт основания СК	4.9	
1.10	Отключение пнт. электроэнергии	2.10	Отсутствие подачи	3.10	Ремонт СК	4.10	
1.11	Отсутствие прозвона	2.11	Отсутствие притока	3.11	Отключение пнт. электроэнергии	4.11	
1.12	Замораживание выкидных линий	2.12	ГДИС	3.12	Отсутствие прозвона	4.12	
1.13	Порыв нефтепровода	2.13	Отключение пнт. электроэнергии	3.13	Замораживание выкидных линий	4.13	
1.14	Извлечение скребка	2.14	Отсутствие прозвона	3.14	Порыв нефтепровода	4.14	
1.15	Устранение АСПО/ солевых отложений	2.15	Порыв нефтепровода	3.15	Устранение АСПО/солевых отложений	4.15	
1.16	ППР скважины	2.16	ППР скважины	3.16	Высокая обводненность	4.16	
1.17	Перевод в ППД	2.17	Перевод в ППД	3.17	Снижение дебита	4.17	
1.18	Перевод в пьезометр	2.18	ГТМ:Перевод на другой способ эксплуатации	3.18	Отсутствие подачи	4.18	
1.19	Ликвидация	2.19	ГТМ: Оптимизация режима работы скважины (подземное оборудование)	3.19	Отсутствие притока	4.19	
1.20	Консервация	2.20	ГТМ: ГРП	3.20	ГДИС	4.20	

1.21	ГТМ:Перевод на другой способ эксплуатации	2.21	ГТМ: ОПЗП	3.21	ППР скважины	4.21	
1.22	ГТМ: Оптимизация режима работы скважины (подземное оборудование)	2.22	ГТМ: Дострел, перестрел пластов, ТГХВ	3.22	Перевод в ППД	4.22	
1.23	ГТМ: ГРП	2.23	ГТМ: Ремонтно-изоляционные работы	3.23	ГТМ:Перевод на другой способ эксплуатации	4.23	
1.24	ГТМ: ОПЗП	2.24	ГТМ: Зарезка боковых стволов	3.24	ГТМ: Оптимизация режима работы скважины (подземное оборудование)	4.24	
1.25	ГТМ: Дострел, перестрел пластов, ТГХВ	2.25	ГТМ: Переход («возврат») на другие горизонты и приобщение пластов	3.25	ГТМ: ГРП	4.25	
1.26	ГТМ: Ремонтно-изоляционные работы	2.26	Временная консервация	3.26	ГТМ: ОПЗП	4.26	
1.27	ГТМ: Зарезка боковых стволов	2.27	Отсутствие свободных емкостей	3.27	ГТМ: Дострел, перестрел пластов, ТГХВ	4.27	
1.28	ГТМ: Переход («возврат») на другие горизонты и приобщение пластов	2.28	Остановка для ремонта второго объекта ОРЭ	3.28	ГТМ: Ремонтно-изоляционные работы	4.28	
1.29	Временная консервация	2.29		3.29	ГТМ: Зарезка боковых стволов	4.29	
1.30	Отсутствие свободных емкостей	2.30		3.30	ГТМ: Переход («возврат») на другие горизонты и приобщение пластов	4.30	
1.31	Остановка для ремонта второго объекта ОРЭ	2.31		3.31	Временная консервация	4.31	
					Отсутствие свободных емкостей		

АКТ
проведения регламентных работ
по определению причин отказа и восстановлению работоспособности УШГН
от "___" _____ 20___ г.

1. Общая информация по скважине:

НГДУ-____, ЦДНГ-_____

№ Скв.	Месторождение	№ Куст	Режим								Осложнения/Примечания
			Qж, м3	Qн, т	% воды	Тип насоса	Лсп, м	Ндин, м	Рзатр, атм	Рл, атм	

2. Текущие параметры по скважине:

Фактический режим						Примечания
Qж, м3	Ндин, м	Рз, атм	Рлин, атм	Ргзу, атм		

Заключение по Дг _____

3. Проверка наземных параметров УШГН:

- Падение грузов СК при остановке ГБ в НМТ (да/нет) _____

- Проворот вручную(ключом) полированного штока (да/нет) _____

4. Опрессовка УШГН насосом:

Т время напрессовки давления Рлин+20атм установкой ШГН (не более 15мин), мин	Ргзу, атм	Рлин, атм	Ропр, атм	Тотстоя (15мин или время падения до 0атм), мин	Ркон, атм	Примечания

5. Опрессовка УШГН промывочным агрегатом (производится, при отсутствии подачи и ННО менее 550 сут.)

Опрессовочная жидкость	V прокаченной жидкости до набора Ропр, м3	Рнач, атм	Ропр, атм	Тотстоя (15мин или время падения до 0атм), мин	Ркон, атм

6. Промывка УШГН агрегатом (выполняется, при герметичности лифта и отсутствии явных признаков обрыва по Дг, по ПШ, по СК, и при отсутствии поглощения жидкости пластом)

Промывочная жидкость	V пром. жидкости, м3	Рнач, атм	Рраб, атм	Ркон, атм
		Время начала	Длительность, мин	Время окончания

7. Проверка работоспособности УШГН после промывки

Т время опрессовки, мин	Рнач, атм	Ропр, атм	Т, время падения давления, мин	Ркон, атм	Режим работы после промывки			
					Qж, ручн(мгнов)	Ндин	Рз	Рл

8. Выполнение вызова подачи трубного насоса силами цеха добычи (выполняется, если есть вероятность срыва подачи ШГН от газовой пачки, т.е. нет негерметичности, нет оснований уверенно предполагать обрыв НШ, не было постепенного снижения подачи)

8.1. Перестановкой втулки штока (стакана с сухарями) приподнять ПШ на высоту позволяющую в верхней мертвой точке (ВМТ) выйти плунжером из насоса или подойти максимально близко к краю цилиндра (чтобы увеличились пропуски позору плунжер-цилиндр), но не задевать нижней муфтой ПШ об СУСГ. Фактически ПШ приподнят на _____ м.

8.2. Остановить ШГН в ВМТ на 10мин, чтобы через уменьшенную площадь контакта плунжер-цилиндр жидкость с НКТ заполнила цилиндр.

8.3. Запустить УШГН в работу и проработать 2мин, чтобы произвести воздействие на клапана гидроударом.

8.4. Вернуть ПШ в исходное положение. Запустить УШГН, определить наличие подачи. Дебит УШГН после вызова подачи _____ м3/сут.

9. Выполнение вызова подачи вставного насоса силами цеха добычи (выполняется, если есть вероятность срыва подачи ШГН от газовой пачки, т.е. нет негерметичности, нет оснований уверенно предполагать обрыв НШ, не было постепенного снижения подачи)

9.1. Перестановкой втулки штока (стакана с сухарями) опустить ПШ максимально вниз, чтобы получить разгрузку штанг в нижней мертвой точке (НМТ). Фактически ПШ опущен на _____ м.

9.2. Запустить УШГН в работу и проработать с разгрузкой 1 мин, чтобы произвести максимальное сжатие газовой пачки и произвести воздействие на клапана.

9.3. Вернуть ПШ в исходное положение. Запустить УШГН, определить наличие подачи. Дебит УШГН после вызова подачи _____ м3/сут.

Примечание:

Оператор добычи _____ / _____ / _____

Заключение технологической службы ЦДНГ/ЦДПН:

Технолог ЦДНГ/ЦДПН _____ / _____ / _____

Приложение №4 к Регламенту по расследованию причин отказов погружного насосного оборудования
АКТ
проведения регламентных работ
по определению причин снижения дебита и восстановлению работоспособности УЭЦН
от " " 20 г.

НГДУ- , ЦДНГ-

Данные по скважине											
Месторождение	Пласт	№	№	Нвд, м	Насос/напор	Lсп, м	ПЭД	Доп. оборудование	КВЧ/мех.примеси		
		Скв	Куст						дата отбора	мг/л	
Базовый режим											
Qж, м3/сут	Qн, т/сут	%	Ндин, м	Рз, атм	Рб, атм	Ином, А	Ихх, А	ЗСП, %	ЗП, %	Исред, А	Загр., %
Фактический режим на дату отработки											
Qж, м3/сут	Qн, т/сут	%	Ндин, м	Рз, атм	Рб, атм	Ираб., А	Загр., %	Частота, Гц	ЗСП	ЗП	Период. работы
Отработка вероятности неисправности ГЗУ											
Пропарка/ревизия ГЗУ (дата)		Имеются ли отклонения по другим скважинам данного ГЗУ				Дебит после ревизии ГЗУ, м3/сут		Qж на ЦА-320, м3/сут		Рбуф при замере на ЦА, атм	
Отработка вероятности обратного вращения (смену вращения согласовать с ОРМФ)											
Дата последних работ на СУ, ТМПП, КТПН	Поджать выжидную задвижку, создать перепад на устье в 10 атм		Сменить вращение	Перепад давления после смены вращения		Заключение		Примечания			
	Рб, атм	Рлин, атм		Рб, атм	Рлин, атм						
Отработка вероятности засорения лифта НКТ АСПО											
Дата последней очистки скребком	Глубина последней очистки скребком, м			Результат спуска скребка (или шаблона)		Заключение		Примечания			
Отработка вероятности засорения выкидной линии											
Рб реж., атм		Рб факт, атм		Рлин, атм		Заключение		Примечания			
Отработка вероятности износа ЭЦН											
Вывос мехпримесей (пробы), мг/л	Уровень жидкости над ЭЦН, м		Причины предыдущих отказов		Давление опрессовки УЭЦН на срыв подачи, атм		Ток(А)/загрузка ПЭД (%) до опрессовки		Ток(А)/загрузка ПЭД (%) при Ропр max (срыве подачи).		Закл.ч.не
Отработка вероятности влияния эмульсии											
Наличие осложнения эмульсией	Наличие защиты от эмульсии, вид защиты		Результат анализа пробы эмульсией				Заклучение		Примечания		
Отработка вероятности влияния газа											
Скорость набора Рзатр на ВНР, атм		Набор Рзатр при закрытом клапане, за 1 час, атм		Наличие нестабильной нагрузки ПЭД (max, min), %		Результат отработки в режиме поддержания тока		Заклучение		Примечания	
Промывка от ЦА-320 (АДМ)											
Рнач/Ркон/Циркуляция, атм	Объем промывки, м3	Жидкость/химия	Ток(А)/загрузка ПЭД (%), замер ручной (Qм3/сут) при промывке		Ток(А)/загрузка ПЭД (%), замер ручной (Qм3/сут) после промывки		Ток(А)/загрузка ПЭД (%), замер ручной (Qм3/сут) ч/з 12 ч после промывки		Заклучение		Примечания
Отработка вероятности отказа лифта											
Опресовка УЭЦН				Опресовка ЦА-320				Заклучение		Примечания	
Р опр насосом, атм	Время опрессовки насосом, мин	Тотстоя (15мин или время падения до 0атм), мин	Р конечное, атм	Р опр, атм		Р кон, атм					

Примечание: _____

Оператор добычи _____

Заклучение технологической службы ЦДНГ/ЦДПН: _____

Технолог ЦДНГ/ЦДПН _____

АКТ

**Комиссионного подрыва штанг и вызова подачи УШГН
(выполняется в случаях отказа УШГН с резким срывом подачи)**

Дата : " ____ " ____ 20 ____ г.

НГДУ - _____ ЦДПН - _____ Месторождение _____ Сква.№ _____ Куст № _____

Насос (типоразмер) _____

Дата отказа _____ ННО _____ сут. Причина отказа _____

(Справочно: вес 1м НШ25 - 4,16кг, НШ22 - 3,22кг, НШ19 - 2,48кг, НШ16 - 1,7кг, ШНУ44-12,7кг)

Вес подвески НШ теоретический _____ т;

Вес подвески НШ при первом подрыве _____ т,

Вес подвески НШ после наворота _____ т;

!Если нет явного обрыва штанг (явный обрыв - если фактический вес НШ меньше теоретического не более, чем на 700кг), выполнить вызов подачи.

Фактически выполненные действия при вызове подачи:

Выполнен выход плунжера из цилиндра **трубного насоса** (с отворотом СУСГа и полной вытяжкой на АПРС)

и проработка плунжером 5-10 раз с выходом из цилиндра и с разгрузкой в нижней точке на на 200-500кг _____ (да/нет);

Выполнена разгрузка **вставного насоса** (до снижения веса штанг на 200-500кг)

и проработка плунжером 5-10 раз с разгрузкой _____ (да/нет);

Плунжер посажен в исходное положение _____ (да/нет);

В НКТ жидкость стоит на устье (при отсутствии жидкости на устье, НКТ долить) _____ (да/нет);

Выполнена проработка плунжером от АПРС в рабочем интервале хода плунжера с длиной хода 3м _____ (да/нет);

Результат вызова подачи: _____ (подача есть/подачи нет/

/при ходе вверх жидкость поднимается, при ходе вниз - опускается/

/при ходе вверх жидкость опускается, при ходе вниз - поднимается)

Вес подвески НШ при выходе НВ из башмака _____ т,

Дополнительная информация: _____

Представитель ЦДНГ /ЦДПН (должность) _____ / _____ / _____

Представитель ТКРС (должность) _____ / _____ / _____

АКТ

Комиссионного осмотра отказавшей насосной штанги (3, 5 этап расследования преждевременного отказа)

Дата осмотра : " ____ " ____ 20 ____ г.

Адрес и место проведения осмотра _____

НГДУ - _____ ЦДПН - _____ Месторождение _____ Сква.№ _____ Куст № _____

Насос _____

Дата запуска _____ Дата отказа _____ ННО _____ сут. Причина отказа _____

Завод-изготовитель НШ: _____, типоразмер НШ: _____, класс _____

Информация с заводской маркировки _____ Дата выпуска _____

Дата внедрения новой НШ _____

СК по ремонту НШ: _____

Информация с ремонтной маркировки _____ Дата ремонта _____

Характер отказа НШ: обрыв по телу на расстоянии _____ м от квадрата,

обрыв по галтельной части (галтель 30см от квадрата) _____ см от квадрата,

обрыв по квадрату, обрыв по шейке резьбы (подчеркнуть);

Место расположения от устья отказавшей штанги в подвеске : _____, от верха в секции: _____

Рассчитанное приведенное напряжение в отказавшей штанге : _____ кг/мм²;

Наличие протёртости (место протертости) _____

Остаточный диаметр в центральной точке протертости _____ мм,

Номинальный диаметр соответствующий месту протертости _____ мм,

Наличие визуально оличимой потемневшей (старой) зоны в месте обрыва НШ (да/нет) _____ (место обрыва очистить и сфотог
очистить и сфотографировать) _____

Доля потемневшей (старой) части в месте обрыва относительно площади обрыва НШ (%) _____

Фактический диаметр в месте обрыва _____ мм, наличие вытяжки (утонения) НШ (да/нет) _____

Наличие визуально отличимых шлаковых включений в металле в месте обрыва НШ (да/нет) _____

Фотоматериалы прилагаются (да/нет) _____

Дополнительная информация: _____

Фото торца обрыва и маркировки (обязательно!) _____

Представитель НГДУ (должность) _____ / _____ / _____

Представитель УМТО (должность) _____ / _____ / _____

Представитель ТКРС (должность) _____ / _____ / _____

Представитель СК по рем. НШ (должность) _____ / _____ / _____

Представитель завода (должность) _____ / _____ / _____

АКТ

**Комиссионного осмотра отказавшей трубы НКТ
(3, 5 этап расследования преждевременного отказа)**

Дата осмотра : " ____ " ____ 20 ____ г.

Адрес и место проведения осмотра _____

НГДУ - _____ ЦДПН - _____ Месторождение _____ Сква.№ _____ Куст № _____

Насос _____

Дата запуска _____ Дата отказа _____ ННО _____ сут. Причина отказа _____

Количество осматриваемых НКТ _____

Завод-изготовитель НКТ: _____, типоразмер НКТ: _____

Информация с заводской маркировки _____

Дата выпуска _____, Дата внедрения новой НКТ _____

СК по ремонту НКТ: _____

Информация с ремонтной маркировки _____ Дата ремонта _____

Место расположения от устья отказавшей НКТ в подвеске : _____ шт, длина отказавшей НКТ _____ м,

Номер пакета НКТ : _____

Гидравлические испытания НКТ:

Опрессовка отбракованных НКТ (выполняется в условиях устья скважины или на базе ЦПКРС для негарантийных НКТ, на базе СКР НКТ для гарантийных ремонтных НКТ поэтапным увеличением давления до 200атм, если явной трещины или отверстия в НКТ не обнаружено): Ропр _____ атм, выдержка 15мин, Рконечн _____ атм.

Внешний осмотр:

Характер отказа НКТ (нужное подчеркнуть): обрыв по телу _____ м от конца трубы; обрыв по резьбовой части на _____ нитке резьбы от конца; трещина (продольная/поперечная) длиной _____ см на расстоянии _____ м от конца трубы; отверстие диаметром _____ мм на расстоянии _____ м от конца трубы; просадка резьбы НКТ на _____ нитках от конца трубы; замятие/ повреждение резьбы _____

Наличие следов от захвата ключами (да/нет) _____, визуальная глубина продавливания тела НКТ сухарями от ключей _____ мм

Наличие потемневшего старого участка по месту обрыва НКТ (да/нет), визуальная доля потемневшего участка обрыва _____ %

Замер резьбы ниппеля калибром (5 этап на базе):

Тип калибра - кольцо с резьбой, обозначение калибра _____, №калибра _____, результат _____

Тип калибра - кольцо гладкое, обозначение калибра _____, №калибра _____, результат _____

Замер резьбы муфты калибром (5 этап на базе):

Тип калибра - пробка с резьбой, обозначение калибра _____, №калибра _____, результат _____

Тип калибра - пробка гладкая, обозначение калибра _____, №калибра _____, результат _____

Осмотр внутренней поверхности (вскрытие места дефекта, 5 этап на базе):

Наличие раковин коррозии с внутренней стороны у места порыва(да/нет) _____, визуальная глубина раковин _____ мм

Толщина стенки НКТ в месте трещины (отверстия) _____ мм,

Фотоматериалы прилагаются (да/нет) _____

Примечания: _____

Представитель НГДУ (должность) _____ / _____ / _____

Представитель УМТО (должность) _____ / _____ / _____

Представитель ТКРС (должность) _____ / _____ / _____

Представитель СК по рем. НКТ (должность) _____ / _____ / _____

Представитель завода (должность) _____ / _____ / _____

УДМУРТСКАЯ РЕСПУБЛИКА

АО "Белкамнефть" имени А.А. Волкова

НГДУ-

ЗАЯВКА

на выполнение работ по прокату/обслуживанию УЭЦН, УЭВН

Сервисная компания: _____

№ п/п	Скважина №	Куст №	Месторождение	Тип установки	Причина заявки (отказ/сбой в работе)	Время исполнения заявки	Вид работ	Дополнительная информация

Передал сменный инженер ЦИТС НГДУ- _____

телефон: _____ роспись _____ Ф.И.О. _____

Дата подачи заявки: 02.03.2020 время подачи заявки: _____

Принял представитель СК УЭЦН _____

телефон: _____ должность _____ роспись _____ Ф.И.О. _____

Дата принятия заявки: 02.03.2020 время принятия заявки: _____

АКТ

подъема и демонтажа УШГН при ТКРС (3 этап расследования преждевременного отказа)

от "___" "___" 20___ г.
 НГДУ - _____ ЦДПН - _____ Месторождение _____ Сква. № _____ Куст № _____
 Насос _____
 Дата запуска _____ Дата отказа _____ ННО _____ сут. Причина отказа _____

1. ПОДЪЕМ ШТАНГ

а) Состояние УА:

Комплектность УА _____

Состояние резиновых уплотнительных колец _____

Состояние перепускного клапана _____

Примечание по УА _____

Дата демонтажа УА: "___" "___" 20___ г.

Представитель ЦДПН (ЦДНГ) _____ / Представитель ЦПКРС _____ /

б) Состояние штанг:

Контрольный подрыв веса _____ т, вес после наворота _____ т, результат вызова подачи _____

АСПО(мех.примеси, коррозия...) в интервалах(м), толщина(мм), _____

Наличие протёртости на штангах в интервалах _____ м, толщина протёртости _____ мм,

Наличие протёртости на штангах в интервалах _____ м, толщина протёртости _____ м

Состояние переводных муфт _____

Состояние подгоночных штанг _____

Информация с заводского клейма отказавшей штанги _____ Дата вып. _____

Информация с ремонтного клейма отказавшей штанги _____

Примечание по штангам _____

Дата обследования штанг: "___" "___" 20___ г.

Представитель ЦДПН (ЦДНГ) _____ / Представитель ЦПКРС _____ /

2. ПОДЪЕМ НКТ

а) Состояние НКТ:

Опрессовка НКТ перед подъемом, Ропр _____ атм, Твыдержки 15 мин, Ркон _____ атм

Подъем НКТ _____ мм, _____ шт.

АСПО(мех.примеси, коррозия...) в интервалах(м), толщина(мм), _____

Информация с клейма отказавшей НКТ: №пакета _____ Дата вып. _____ Дата рем. _____

Примечание по НКТ _____

Дата обследования НКТ: "___" "___" 20___ г.

Представитель ЦДПН (ЦДНГ) _____ / Представитель ЦПКРС _____ /

3. ДЕМОНТАЖ ШГН

а) Состояние клапанов:

Приемный клапан _____, нагнетательный клапан _____

Наличие АСПО, мех.примеси, коррозия.... _____

Примечание по клапанам _____

б) Состояние насоса:

Ход плунжера в насосе _____

Состояние корпуса _____

Состояние плунжера _____

Наличие АСПО, мех.примеси, коррозия.... _____

Опрессовка ШГН на устье: Ропр _____ атм, Твыдержки 15 мин, Ркон _____ атм

Информация с клейма отказавшего насоса _____ Дата вып. _____ Дата рем. _____

Примечание по ШГН _____

Дата обследования ШГН: "___" "___" 20___ г.

Представитель ЦДПН (ЦДНГ) _____ / Представитель ЦПКРС _____ /

4. ДЕМОНТАЖ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

а) Состояние доп. оборудования:

Состояние фильтра (тип, ширина щели, % засорения) _____

Состояние центраторов _____

Состояние газопесочного якоря _____

Состояние пакерного оборудования _____

Состояние ССЖ _____

Состояние обратного(сбивного) клапанов _____

Иное доп.оборудование: _____

Информация с клейма отказавшего Доп.обор. _____ Дата вып. _____ Дата рем. _____

Примечание по доп.оборудованию _____

Дата демонтажа УШГН: "___" "___" 20___ г.

Представитель ЦДПН (ЦДНГ) _____ / Представитель ЦПКРС _____ /

5. ПРИМЕЧАНИЯ

Представитель ЦДПН (ЦДНГ) (должность) _____ /

Представитель ЦПКРС (должность) _____ /

Представитель СК (должность) _____ /

Представитель завода (должность) _____ /

АКТ от " _____ " _____ "20 _____ г.

подъема и демонтажа УЭЦН, УЭВН при ТКРС (3 этап расследования преждевременного отказа)

НГДУ - _____ ЦДПН - _____ Месторождение _____ Куст № _____ Скв. № _____

Насос _____

Дата запуска _____ Дата отказа _____ ННО _____ сут. Причина отказа _____

1. ПОДЪЕМ УЭЦН, УЭВН

а) Состояние УА: R после удаления сальника _____ Мом _____

б) Состояние НКТ: Примечание по НКТ _____

в) Состояние кабельной линии при подъеме: Тип _____ Зав. № _____

Состояние брони _____, мех. повреждения _____

Количество сростков _____, кол-во перекрутов _____, кол-во скруток _____, намотка на барабан удовл. / не удовл.

Примечание по кабелю _____

Если кабельная линия расчленена на несколько отрезков (рубка кабеля при ОРЭ), замерить Rиз каждого отрезка!

Дата обследования кабеля на подъеме: " _____ " _____ 20 _____ г.

Представитель ЦДПН (ЦДНГ) _____ / _____ Представитель ЦПКРС _____ / _____

2. ДЕМОНТАЖ УЭЦН, УЭВН

Дата демонтажа: " _____ " _____ 20 _____ г.

Наличие эксплуатационного паспорта УЭЦН, УЭВН предоставлен / не предоставлен

а) Состояние клапанов: КС (сбит/не сбит) _____, КОШ верх.-(резьба, мехприм, разрушение, шар завис) _____

КОШ ниж.-(резьба, мехприм, разрушение, шар завис) _____

б) Состояние насоса:

Вращение УЭВН с сбора (есть/нет/тугое) _____

Секция	ЭВН зав. №/ муфта зав. №	Слом вала	Вращение вала	Наличие мехпримесей
ВС		да / нет	есть/нет/тугое	
СС		да / нет	есть/нет/тугое	
СС		да / нет	есть/нет/тугое	
СС		да / нет	есть/нет/тугое	
СС		да / нет	есть/нет/тугое	
СС		да / нет	есть/нет/тугое	
СС		да / нет	есть/нет/тугое	
НС		да / нет	есть/нет/тугое	
МВ		да / нет	есть/нет/тугое	

Состояние приемн. сетки _____ состояние валов: люфт продольный _____ мм, люфт поперечный _____ мм

в) Состояние ПЭД-ГЗ: "Звезда" есть/нет; Вращение валов в сборе есть/нет; Количество выплавляемых термондиков _____

	секц. зав. №/ муфта зав. №	Ромич.: А-В / В-С / С-А (Ом)	Риз: А-0 / В-0 / С-0 (МОм)	Слом вала	Вращ. вала
ПЭД - Кл		/ /	/ /	-	
ГЗ		-	-	да / нет	есть/нет/тугое
ПЭД в/с		/ /	/ /	да / нет	есть/нет/тугое
ПЭД с/с		/ /	/ /	да / нет	есть/нет/тугое
ПЭД н/с		/ /	/ /	да / нет	есть/нет/тугое

Уплот. кольца меж. ГЗ-ПЭД, меж. секц. ПЭД: не эластично / эластично _____; мех. повреждения есть / нет _____;

вид мех. повреждения- срезы / разрывы / деформация / другое _____ (РТИ снять, сфотографировать, одеть обратно) _____;

Состояние кабельной муфты: (растяжка брони, трещины, накреничка ровно или нет) _____,

Уплот. кольца "каб. муфта-ПЭД" : кол-во 1 шт. / 2 шт. ; не эластично / эластично _____; мех. повреждения есть / нет _____;

вид мех. повреждения- срезы / разрывы / деформация / другое _____ (РТИ снять, сфотографировать, одеть обратно) _____;

Примечание по ГЗ _____

Состояние масла: давление - избыточное / вакуум; наличие газа - спокойное / пенное; цвет - светлое / темное; запах нет / запах гари

Наличие пластовой жидкости: да / нет; металлической стружки - да / нет

Если отказ произошел по причине R=0, то произвести опрессовку систем:

1) ПЭД + кабель + ГЗ с Рнач = 2 атм в течение t = 10 мин, Ркон = _____

Давление при прокачке поднялось сразу (при первых качках) - да / нет; если Р не поднимается сразу, то после какого объема прокачки оно начало расти - _____ качков бачка

2) ПЭД + кабель + крышка опрессовочная Рнач = 5 атм в течение t = 10 мин, Ркон = _____

г) Состояние доп. оборудования:

	секц. зав. №/ муфта зав. №	Слом вала	Примечание
Фазопреобразователь		да / нет	
Диспергатор, газосепаратор		да / нет	

д) Состояние кабельной линии: Риз: А-0 _____, В-0 _____, С-0 _____ МОм; Ромич.: А-В _____, В-С _____, А-С _____ Ом,

е) Состояние кабельного удлинитель: Тип _____ Зав. № удлинителя _____

если каб. удлинитель отрублен: Риз: А-0 _____, В-0 _____, С-0 _____ МОм; Ромич.: А-В _____, В-С _____, А-С _____ Ом,

Броня _____, мехповреждения _____, перекруты _____

Фотоматериалы прилагаются (да/нет) _____

3. ПРИМЕЧАНИЯ

Представитель ЦДПН (ЦДНГ) (должность) _____ / _____

Представитель ЦПКРС (должность) _____ / _____

Представитель СК (должность) _____ / _____

Представитель завода (должность) _____ / _____

Вызов
на комиссионный разбор ШГН

Согласовано:

Начальник УСТ
АО "Белкамнефть" им. А.А. Волкова
Петрусевич Ю.Н.
" " 20 г.Адрес и место проведения разбора _____
Дата проведения разбора _____
Время проведения разбора _____

№ п/п	№ с/а	№ учета	Местонахождение	Тип ШГН	Состояние насоса (тип, год, марка)	Заказ изготовителя	Дата выпуска насоса	Дата ремонта насоса	ШГО (сут)	Прочная запись	Дата замены ШГН	Дата отбора ШГН на излупку, 75	Дата отбора представителя АО Белкамнефть на комиссионный разбор ШГН на излупку, 75	Примечания ОРМФ		
														Информация по демотажу (примечания выделены на пеллбке ШГН)	Обратить особое внимание:	Состав комиссии
1																
2																
3																
4																
5																
6																
7																

Вызываются представители (отмечены):

☐ ЦНКС- , ☐ СК ТКРС , ☐ ЦДНГ- , ☐ ПО ИГДУ- , ☐ УСТ, ☐ УДНГ-
☐ Завода-изготовителя

Вызов отправил представитель ЦБНО _____

Вызов передал представитель ОРМФ _____

Вызов

на комиссионный разбор/осмотр отказавшего оборудования (НКТ, НШ)

Дата отправки вызова: "___" "___" 20__ г.

Время отправки вызова: _____

Информация по отказу:

Месторождение _____ Сква.№ _____ Куст № _____

Дата отказа _____ ННО _____ сут. Причина отказа _____

Информация по отказавшему оборудованию:

Отказавшее оборудование: _____

Завод-изготовитель : _____

СК по ремонту : _____

Информация по организации осмотра:

Дата осмотра: "___" "___" 20__ г.

Время начала осмотра: _____

Адрес и место проведения осмотра _____

Дополнительная информация: _____

Вызов подготовил:

Представитель УМТО (должность) _____ / _____ / _____

Согласование вызова в УСТ:

Вызываются представители (отметить):

☐ ЦПКРС-___, ☐ СК ТКРС _____, ☐ ЦДНГ-_____, ☐ ПО НГДУ-_____, ☐ УСТ, ☐ УДНГ,

☐ Завода-изготовителя, ☐ СКР НКТ, НШ _____.

Примечания: _____

Представитель УСТ (должность) _____ / _____ / _____

**Перечень
необходимых материалов и документации, предоставляемых для расследования причин
отказов УШГН.**

№ п/п	Перечень предоставляемой информации	Служба, ответственная за оформление и предоставление информации (документа) на ПДК (в сетевую папку «Отказы»)	Служба ответственная за хранение оригинала документа
1.	Копию заводского паспорта на ШГН	УМТО	УМТО
2.	Копии заводских паспортов на оборудование (штанги, НКТ, доп. оборудование)	УМТО	УМТО
3.	Эксплуатационный паспорт УШГН	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ
4.	Информация о ремонте ШГН, НКТ, штанг	СКР ШГН, НКТ, штанг	СКР ШГН, НКТ, штанг
5.	Динамограммы (сами Дг и табличный отчет из программы МИКОН) за весь работы УШГН с момента ТКРС. Обязательно наличие отказных динамограмм.	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ
6.	Замеры дебита с АСУТП (ТМ) за последний месяц (в MS Excel)	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ
7.	«Шахматка» работы скважины за период эксплуатации УШГН	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ
8.	Характеристика пластовой жидкости: содержание мехпримесей, хим. состав перекачиваемой жидкости (при необходимости)	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	УНИИР
9.	Акты регламентных работ, промывок, опрессовок УШГН	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ
10.	Мероприятия на ТКРС (на предыдущий ТКРС и текущий отказ)	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	УСТ, Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ
11.	Акт комиссионного демонтажа, фотоматериал отказавшего узла оборудования, загрязняющих отложений (АСПО, эмульсия, мехпримеси, мусор и др.), если это необходимо для определения причины отказа.	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ, УПКРС (СК ТКРС)
12.	Акт комиссионного разбора отказавшего оборудования, фотоматериалы отказавшего узла оборудования, загрязняющей среды (мехпримеси, отложения, АСПО, эмульсия, мусор и др.).	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	УПКРС, Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

13.	Данные об осложнениях при спуске и подъеме ГНО (затяжках при подъеме НКТ, штанг и т.д. - АВР), при необходимости.	УПКРС (СК ТКРС)	УПКРС (СК ТКРС)
14.	Заключение УНИПР о причине разрушения оборудования (клапанов, штанг, НКТ и т.п.) - при необходимости	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	УНИПР
15.	Заклучение независимой лаборатории (при необходимости)	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	СГМ

Вызов № _____
на комиссионный разбор УЭЦН, УЭВН

Место проведения разбора
Дата проведения разбора
Время проведения разбора

Согласовано:
Начальник УЭЦ
АО "Белламифт" под.А.А.Волова

Ф.И.О. _____
20__ г. _____

№ п/п	№ экзп.	№ куста	месторасположение	Типоразмер	марка	зав. №	Зав/рем. база	повн./рем.	Собственная оборудованная	ННН (с/г/т)	Привычно пользуются	Дата дежурства	Информация по указателям	Обратить особое внимание	Агрегат требующий комиссионного разбора	Примечание
1																
2																

Вызов отстранен представлять
Вызов подтвержден представлять
Вызов подтвержден
Вызов подтвержден представлять " "
Вызов передан представлять ЦУТС П/Д

Дата
Дата
Дата
Дата
Дата

**Перечень
необходимых материалов и документации, предоставляемых для расследования причин
отказов УЭЦН.**

№ п/п	Перечень предоставляемой информации	Служба ответственная за оформление и предоставление информации (документа) на ПДК (в сетевую папку «Отказы»)	Служба ответственная за хранение оригинала документа
1.	Копию заводского паспорта на ЭЦН, ПЭД, ГЗ, ГС, НЭО	ПРУ ЭПУ (собственное), СК УЭЦН (прокатное)	ПРУ ЭПУ (собственное), СК УЭЦН (прокатное)
2.	Копии заводских паспортов на оборудование (НКТ, доп. оборудование)	УМТО, ПРУ ЭПУ	УМТО, ПРУ ЭПУ
3.	Эксплуатационный паспорт УЭЦН с протоколами испытаний	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ
4.	Информация о ремонте ГНО или НЭО УЭЦН	СКР УЭЦН	СКР УЭЦН
5.	История со станции управления за весь период работы УЭЦН	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ
6.	Инклинометрия ствола скважины	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ
7.	Замеры дебита с АСУТП (ТМ) за последний месяц (в MS Excel)	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ
8.	«Шахматка» работы скважины за период эксплуатации УЭЦН	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ
9.	Информация об осложнениях, сбоях, отключениях, которые могли повлиять на отказ УЭЦН	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ
10.	Характеристика пластовой жидкости: содержание мехпримесей, хим. состав перекачиваемой жидкости (при необходимости)	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	УНИПР
11.	Акты регламентных работ, промывок, опрессовок УЭЦН	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ
12.	Мероприятия на ТКРС (на предыдущий ТКРС и текущий отказ)	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	УСТ, Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ
13.	Согласованная заявка на УЭЦН предыдущего ТКРС	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ
14.	Заключение УНИПР о причине разрушения оборудования (клапанов,	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ)	УНИПР

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	«Организация работы с отказами скважинного насосного оборудования механизированного фонда нефтяных и водозаборных скважин АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова»	Р - УСТ/05 - 01
		Для внутреннего использования

	НКТ и т.п.) - при необходимости	НГДУ, УНИПР	
15.	Заключение независимой лаборатории (при необходимости)	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	СГМ
16.	Акт комиссионного демонтажа, фотоматериалы отказавшего узла оборудования, загрязняющей среды (мехпримеси, отложения, АСПО, эмульсия, мусор).	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ, ЦПКРС УПКРС (СК ТКРС), СКО УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН
17.	Акт комиссионного разбора отказавшего ГНО или осмотра и тестирования НЭО УЭЦН, фотоматериалы отказавшего узла оборудования, загрязняющей среды (мехпримеси, отложения, АСПО, эмульсия, мусор и др.).	Технологическая служба ЦДПН (ЦДНГ) НГДУ	СКР УЭЦН, СКП УЭЦН, СКА УЭЦН, УСТ (ЭЦН, ПЭД, ГЗ, МФН, ГС), УПКРС (кабель)
18.	Данные об осложнениях при спуске и подъеме ГНО (механических повреждениях, перекрутах кабеля, затяжках при подъеме НКТ, и т.д. - АВР), при необходимости.	УПКРС (СК ТКРС)	УПКРС (СК ТКРС)
19.	Данные с ИВ, предшествующего ТКРС (при необходимости по запросу НГДУ)	УПКРС (СК ТКРС)	УПКРС (СК ТКРС)

АКТ

комиссионного разбора ШГН

(5 этап расследования преждевременного отказа)

от " " 20 г.

НГДУ - _____, Цех _____
 Скважина № _____ Месторождение _____ Дата демонтажа _____
 Нарботка на отказ _____ сут; предварительная причина отказа _____

Информация о насосе:

Паспорт: _____ в наличии/отсутствует Типоразмер насоса _____ новый/ремонтный
 Завод-изготовитель _____ № насоса _____ Год выпуска _____
 Ремонтная организация _____ Дата ремонта ШГН _____
 Конструктивные особенности ШГН: _____

Тип замковой опоры _____
 Группа посадки _____; Ø цилиндра _____ мм; Ø плунжера _____ мм.

Информация об автосцене:

паспорт в наличии/отсутствует
 Завод-изготовитель ШГН _____; № _____; Год выпуска _____

Испытания и осмотр всасывающей части и цилиндра:

Опрессовка маслом башмак +цилиндр+всасывающие клапанные узлы (плунжер извлечен):
 Рнач.150 ат.; Ркон. _____ ат.; за 10мин.
 Опрессовка маслом ССЖ(СС89) с заглуш. снизу+нижн. узел соединения+корпус всас. клап. нижн. без шара+
 + корпус всас. клап. верхн. с шаром:
 Рнач.150 ат.; Ркон. _____ ат.; за 10мин.
 Всасывающая к.п.тип №1 _____ №2 _____; материал изготовления №1 _____ №2 _____
 №1Результат опрессовки ПК на вакууме _____; снижение вакуума за 1 мин _____ атм.
 №2Результат опрессовки ПК на вакууме _____; снижение вакуума за 1 мин _____ атм.
 Характер повреждения _____

Наличие отложений _____

Сбивной винт:сбит/не сбит

Шток насоса: диаметр _____ мм, дата установки _____, состояние _____

Пара плунжер-цилиндр:

№ плунжера _____; отклонение плунжера от прямолинейности _____ мм

Замеры Ø плунжера:

нижний сектор _____ мм; середина _____ мм; верхний сектор _____ мм

Усилие перемещения плунжера в цилиндре (очищенные) _____ кгс.

Опрессовка маслом: цилиндр+плунжер с нагнетательными клапанами (приемные клапана сняты):

1.Плунжер в верхней части Рнач.100 ат.; Ркон. _____ ат.; t 60 сек.

2.Плунжер в средней части Рнач.100 ат.; Ркон. _____ ат.; t 60 сек.

3.Плунжер в нижней части Рнач.100 ат.; Ркон. _____ ат.; t 60 сек.

Нагнетательная к.п.тип - №1 _____ №2 _____; материал изготовления №1 _____ №2 _____

№1Результат опрессовки ПК на вакууме _____; снижение вакуума за 1 мин _____ атм.

№2Результат опрессовки ПК на вакууме _____; снижение вакуума за 1 мин _____ атм.

Наличие АСПО: место обнаружения _____ визуально объем обнаруженной массы _____ мл

Наличие мех. отложений: место обнаружения _____ визуально объем обнаруж. массы _____ мл

Наличие обрыва (место, характер) _____

Налич.потемневшей (старой) зоны в месте обрыва (да/нет) _____, доля темной зоны от сечения _____ %

Состояние фильтра _____, забит _____ на _____ %

Иные обнаруженные дефекты и несоответствия: _____

Особое мнение _____

Фотоматериалы прилагаются (да/нет) _____

Представитель СК по рем. ШГН _____

Представитель ЦДПН (ЦДНГ) - _____

Представитель _____

ЦДНГ-.. скв.№, куст, месторождение

дата монтажа, дата запуска, дата отказа, дата демонтаж, ННО=...сут, Нсп =....м.

Причина демонтажа: «.....».

А К Т

Комиссионного осмотра и разбора УЭЦН, УЭВН поступившего со скважины

НГДУ-____, ЦДНГ-_____ АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова

от «_____» _____ 20__ г

Комиссия в составе:

Представитель СК по ремонту УЭЦН, УЭВН

Представитель СК по обслуживанию УЭЦН, УЭВН

Представитель АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова

Представитель завода-изготовителя

Результат демонтажа:

Результат демонтажа:							
Опрессовка	Ропр, атм	Тмин	Результат	Приемная сетка	КОШ-1ый	КОШ-2ый	КС-73
«ПЭД-ГЗ-КЛ»							
Сопротивление	Риз общ	Рпэд	Масло:		Ркл	Рука кабеля.	
Изоляции							
ЭЦН в сборе вращ.	1 - в/с	2 - с/с					
Норма / клин / тугое							
Примечание							

Собственник разбираемого оборудования -

1. Информация об оборудовании:

1.1. ЭЦН5А-160-1829 (ремонт ЦБПО ПРЕПУ);

№№	Тип ЭЦН	зав.№	L,м	H,м	N, ст	Завод
1	1ЭЦНДИ5А					
2	1ЭЦНДИ5А					

1.2. МВ.. зав.№ ... (ремонт, СК / нов, завод);

1.3. Гидрозащита 2ПБ92 зав. № 100504784 (ремонт ЦБПО ПРЕПУ);

1.4. ЭДТ-63-117 зав.№ А100100033 номиналы 2000В, 25А/10,3А (КР РИНПО);

1.5. ТМСР-не установлен;

1.6. КОШ-73 зав.№160088200, КОШ-73 зав.№150759971, КС-73 зав.№17105731;

1.7. Кабельная линия КПБП-120-3х10 зав.№ 1712004, L=510м (ремонт ремонт ЦБПО ПРЕПУ), удлинитель КЕСБП-230-3х13 зав.№ К170740598, L=50м (новый ремонт ЦБПО ПРЕПУ), кабельная муфта №.....

2. Результаты разбора:

2.1. ЭЦН..... зав. №:

Корпус –

Вал-

Шлицевая муфта –

Промежуточные подшипники –

Опронные подшипники –

Рабочие колеса –

Направляющие аппараты –

(засорение, износ, коррозия, солеотложения, разрушение деталей, следы перегрева)

2.2. Гидрозащита тип зав. №:

Схема ГЗ -

Корпус –

Вал-

Шлицевая муфта –

Опронный подшипник –

Торцевые уплотнения –

Диафрагма –

(герметичность, наличие пластовой жидкости, засорение, износ, коррозия, состояние РТИ, потеря эластичности РТИ,разрушение деталей, следы перегрева)

2.3. ПЭД зав.№:

Корпус –

Вал-

Шлицевая муфта –

Масла – (цвет, взвесь, вода, ДПМ, Риз, Ромич, КТВ, наличие пробоев и прогаров...)

Опронный подшипник –

ЦДНГ-.. скв.№, куст, месторождение

дата монтажа ..., дата запуска ..., дата отказа ..., дата демонтаж ..., ННО=...сут, Нсп =...м.

Причина демонтажа: «.....».

Ротор –
Обмотка статора – (
Промежуточные подшипники –
Втулки промежуточного подшипника –
Узел опоры-
Уплотнительные кольца-

Фото №1	Фото №2	Фото №3
Фото №4	Фото №5	Фото №6
Фото №7	Фото №8	Фото №9

По отпечатку втулок промежуточных подшипников видно, что часть отверстий вала, перекрыта втулкой

2.4. Кабельная линия ...зав.№ ..., L=...м (ремонт ...), удлинитель ...зав.№ ..., L=...м –

Состояние изоляции строительной длины;
Наличие на строительной длине МПК, перекутов, скруток;
Состояние изоляции удлинителя;
Наличие на удлинителе МПК, перекутов, скруток;
Место пробоя изоляции(фото);
Наличие МПК в месте пробоя изоляции;
Характер МПК в месте пробоя изоляции(фото);
Предполагаемая причина отказа кабеля;

3. Анализ параметров работы насосной установки в скважине

3.1. Анализ истории работы насосной установки

Наличие истории за весь период эксплуатации –
Корректность уставок –
Показания ТМС -
Наличие вибрации в момент запуска –
Наличие вибрации в момент запуска -
Нагрев ПЭД по ТМС –

3.2. Анализ работы насосной установки по данным шахматки и ТМ

Соответствие дебита рабочей зоне НРХ –
Заглубление насоса под Нд –
Вынос мехпримесей -
АСПО –
Коррозия –

Особое мнение Заказчика:

Особое мнение СК УЭЦН, УЭВН:

Подписи:

Представитель СК по ремонту УЭЦН, УЭВН

Представитель СК по обслуживанию УЭЦН, УЭВН

Представитель АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова

Представитель завода-изготовителя

АКТ
Комиссионного разбора отказавшей кабельной линии УЭЦН
(5 этап расследования преждевременного отказа)

От "___" _____ 20__ г

Куст ___ скважина _____ Регион _____

КАБЕЛЬ _____
(марка) _____ (N кабеля) _____ (N муфты) _____ (L по паспорту) _____

Дата монтажа _____ Дата запуска _____ Дата остановки _____

Дата демонтажа _____ Отработано сут _____

Предварительная причина подъема _____

Состав кабельной линии, начиная с удлинителя (нов, рем, термостойкий, свинцовая оболочка) _____

Результаты разбора:

Кабель:

Сопротивление изоляции кабеля с удлинителем _____

Сопротивление изоляции кабеля без удлинителя _____

Результаты тестирования кабеля: _____

Испытательное напряжение, стенд _____

Перекрыты, полуперекрыты (от сростка удлинителя), на (м) _____

Механические повреждения брони (от сростка удлинителя), на (м) _____

Длина кабеля (м) _____, _____ наличие замка (маркировки) _____
(до сальника) (после сальника) (да, нет)

Место пробоя изоляции _____ м. от сростки с удл., наличие повреждений КЛ в месте и рядом с местом пробоя (МПК, перегрев с раплавлением изоляции и др.) _____

_____ (указать в какую сторону направлен задир кабеля) _____
(фото)

Удлинитель:

Марка, длина _____

Состояние удлинителя и муфты _____

Сопротивление изоляции удлинителя с муфтой _____

Сопротивление изоляции удлинителя без муфты _____

Опрессовка муфты _____

Результаты тестирования удлинителя _____

Испытательное напряжение, стенд _____

Перекрыты, полуперекрыты (от муфты удлинителя) на (м) _____

Механические повреждения брони (от муфты удлинителя), на (м) _____

Место пробоя изоляции _____ м. от муфты, наличие повреждений удлинителя в месте и рядом с местом пробоя (МПК, перегрев с раплавлением изоляции и др.) _____ (фото)

Дополнительные сведения

N п/п	Отбраковано кабеля, м	Интервал выбраковки (отсчёт от сроска удлинителя), м	Причина отбраковки
1			
2			
3			
4			

Особое мнение

Подписи:

АО «Белкамнефть»

им. А.А. Волкова _____ (должность) _____ (подпись) _____ (Ф.ИО.)

ЦПКРС (СК ТКРС) _____ (должность) _____ (подпись) _____ (Ф.ИО.)

ООО «_____» _____ (должность) _____ (подпись) _____ (Ф.ИО.)

_____ (должность) _____ (подпись) _____ (Ф.ИО.)

АКТ
Комиссионного осмотра и тестирования отказавшего НЭО УЭЦН

От "___" _____ 20__ г

Куст ____, Скважина _____, Месторождение _____,

Тип НЭО _____, № зав _____, Дата поставки _____,
Дата ввода в эксплуатацию _____, СПИ _____, Отработано всего _____ сут.
Дата ТР _____, Дата КР _____, Отработано после КР _____ сут.
Дата монтажа _____, Дата демонтажа _____, Отработано после монтажа _____ сут.
Предварительная причина демонтажа _____.
Место проведения комиссионного осмотра и тестирования _____

В результате осмотра выявлено следующее:

Параметры тестирования:

В результате тестирования выявлено следующее:

Особое мнение СКО УЭЦН

Особое мнение СКР УЭЦН

Особое мнение ПРУ ЭПУ

Подписи:

СКО УЭЦН

(должность)

(подпись)

(Ф.ИО.)

СКР УЭЦН

(должность)

(подпись)

(Ф.ИО.)

ПРУ ЭПУ НГДУ

(должность)

(подпись)

(Ф.ИО.)

Перечень скважин, готовых к рассмотрению на ПДК

Дата формирования : " ____ " _____ 20 ____ г.

№ п/п	НГДУ	ЦДНГ/ ЦДПН	№ скв	Месторождение	Дата отказа	Наработка (сут)	Предварительная причина отказа	Примечания

Особое мнение: