Приложение 4 к Приказу №_____от _____2018г.
О введении в действие НМД по процессу 01.02.01.02.01
"Выполнение работ с установками скважинных погружных насосов»

М-01.02.01.02.01-04 версия 2.0

УТВЕРЖДАЮ

ПАО «Газпром нефть»
(наименование организации)

И.о. Начальника Департамента добычи нефти и газа
(должность)

_____ Н.М. Павлечко
(подпись) (ФИО)

«_6__»_____апреля_____2018 г.

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»
(ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»)

Группа компаний ГПН

Методический документ

Методические указания и требования к проведению работ при запуске, выводе на режим и эксплуатации скважины

Сведения о документе

1 РАЗРАБОТАН Департаментом добычи нефти и газа

2 СОАВТОР ООО «Газпромнефть НТЦ»

3 ВЛАДЕЛЕЦ ПРОЦЕССА Начальник Управления добычи нефти и газа

4 ДАННЫЙ ДОКУМЕНТ ОТМЕНЯЕТ ДЕЙСТВИЕ М-01.02.01.02.01-04 «Методические указания и требования к проведению работ при запуске, выводе на режим и эксплуатации скважины», версия 1.0, утверждённого в ПАО «Газпром нефть» 28.12.2016г.

Введение

Настоящий методический документ устанавливает единые требования к проведению работ при запуске, выводе на режим и эксплуатации скважины, настройке наземного оборудования, распределения обязанностей, проведению расчётов технологических параметров при выводе скважин на расчётный режим.

Данный методический документ разработан с учетом положений действующих ТУ и РД по эксплуатации УЭЦН, на основании опыта организации работ по эксплуатации, обслуживанию УЭЦН в Группе компаний ГПН и в других нефтяных компаниях.

В случае возникновения споров между ДО группы компаний ГПН и контрагентами по

вопросам, не урегулированным в данном методическом документе, решение принимается на совместном техническом совещании в присутствии заинтересованных сторон.

На руководителей структурных подразделений ДО группы компаний ГПН возлагается обязанность ознакомить под роспись подчинённый персонал с настоящим методическим документом, провести обучение и аттестацию, а так же неукоснительное исполнение требований НМД.

Для более полного освещения разделов методического документа допускается разработка локальных нормативных документов в нефтедобывающих ДО группы компаний ГПН с учётом конкретной спецификации разработки месторождений.

При этом разработчик локального документа обязан обеспечить непротиворечивость этого документа и представленного методического документа (в соответствии с требованиями ОСК-00.04 и СК-00.04.01).

Содержание

1 Область применения ... 4
2 Нормативные ссылки ... 4
3 Термины и сокращения ... 4
4 Технологические требования к выполнению операций по запуску и выводу скважины на режим ... 6
5 Мониторинг работающего фонда УЭЦН ... 30
6 Технология проведения работ при аварийных остановках УЭЦН и нештатных режимах работы ... 31
7 Подбор скважин для увеличения частоты ... 35
8 Работа с часто ремонтируемым фондом скважин (ЧРФ) ... 38
9 Работа с часто останавливающимся фондом скважин (ЧОС) ... 39
Приложение 1 Значения потерь напряжения на 100 метров кабельной линии, В ... 41
Приложение 2 Ожидаемое время появления подачи после запуска УЭЦН, минуты ... 42
Приложение 3 Снижение динамического уровня в скважине с D эксплуатационной колонны 139,7 мм в зависимости от типа УЭЦН и диаметра НКТ, метры 43
Приложение 4 Снижение динамического уровня в скважине с D эксплуатационной колонны 146,1 мм в зависимости от типа УЭЦН и диаметра НКТ, метры 44
Приложение 5 Снижение динамического уровня в скважине с D эксплуатационной колонны 168,3 мм в зависимости от типа УЭЦН и диаметра НКТ, метры 45
Приложение 6 Снижение динамического уровня в скважине с D эксплуатационной колонны 178,8 мм в зависимости от типа УЭЦН и диаметра НКТ, метры 46
Приложение 7 Снижение динамического уровня в скважине с D эксплуатационной колонны 194 мм в зависимости от типа УЭЦН и диаметра НКТ, метры 47
Приложение 8 Объём жидкости ($м^3$) на 100 метров эксплуатационной колонны ... 48
Приложение 9 Периодичность контроля основных параметров работы скважины с УЭЦН ... 49
Приложение 10 Единая карта настройки защит в станциях управления УЭЦН ... 50
Приложение 11 Технологическая карта ВНР ... 61
Библиография ... 62

1 Область применения

1.1 Настоящий методический документ обеспечивает реализацию стандарта СК-01.02.01.02.01 «Эксплуатация скважин с помощью установок электроцентробежных насосов» (далее - СК-01.02.01.02.01).

1.2 Методический документ устанавливает единые требования к проведению работ при запуске, ВНР и эксплуатации скважины, настройке наземного оборудования, работам с часто ремонтируемым фондом скважин.

1.3 Настоящий методический документ распространяется на все нефтедобывающие ДО группы компаний ГПН и сервисные предприятия, оказывающие услуги по прокату, сервису, эксплуатации насосного оборудования и ориентирован на инженерно-технический персонал данных предприятий.

1.4 Методический документ является обязательным руководящим документом для всех нефтедобывающих ДО группы компаний ГПН и подрядных организаций, оказывающих услуги по обслуживанию УЭЦН, участвующих в комплексе работ, связанных с УЭЦН на производственных территориях группы компаний ГПН.

1.5 Положения настоящего методического документа подлежат соблюдению в организациях Группы компаний ГПН, утвердивших собственный аналогичный документ.

1.6 Положения настоящего методического документа вступают в силу с момента его утверждения и действуют до момента утверждения актуализированной версии методического документа, либо отмены настоящего документа.

1.7 Положения настоящего документа подлежат внедрению в ДО без возможности адаптации.

2 Нормативные ссылки*

КТ-004 Термины и сокращения

ОСК-00.04 «Управление нормативно-методическими документами Группы компаний ГПН»

СК-00.04.01 «Порядок разработки, утверждения, актуализации и отмены нормативно-методических документов»

М-01.02.01.02.01-01 «Технические требования, предъявляемые к установкам электроцентробежных насосов. Контроль качества узлов, материалов и комплектующих применяемых в УЭЦН»

М-01.02.01.02.01-02 «Методические указания по подбору и расчёту потребности установок электроцентробежных насосов»

3 Термины и сокращения

В методическом документе используются термины и сокращения, определённые в каталоге КТ-004:

АВ: автоматический выключатель

АГЗУ: автоматизированная групповая замерная установка

АПВ: автоматическое повторное включение

БПО ЭПУС: база производственного обслуживания электропогружных установок подрядных сервисных компаний

---

* Примечание – при пользовании настоящим методическим документом целесообразно проверить действие документов, приведённых в разделе «Нормативные ссылки» и «Библиография». Если ссылочный документ заменён (изменён), то при пользовании настоящим методическим документом следует руководствоваться заменённым (изменённым) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку

БСИ: блок съёма информации с СУ ЭЦН

ВНР: вывод на режим

ГЗ: гидрозащита

ГРП: гидравлический разрыв пласта

Группа компаний ГПН: ПАО «Газпром нефть» и её ДО

ГС: газосепаратор

ГТМ: геолого-технические мероприятия

ДО: дочернее общество Компании

ЖГ: жидкость глушения

ЗП: защита от перегрузки

ЗСП: защита от срыва подачи

КВЧ: количество взвешенных частиц

КИП и А: контрольно-измерительные приборы и автоматика

КПД: коэффициент полезного действия

КТПН: комплектная трансформаторная подстанция наружная

КЭ: кабельная эстакада

ЛНА: локальный нормативный акт

НКТ: насосно-компрессорные трубы

НРХ: напорно-расходная характеристика

НЭО: наземное электрооборудование

ПВЭД: погружной вентильный электродвигатель

ПЗП: призабойная зона пласта

ПКВ: периодическое кратковременное включение

ПКИ: прибор контроля изоляции системы ПЭД погружной кабель

ППД: поддержание пластового давления

ПЭД: погружной электродвигатель

РД: руководящий документ

СПО: спускоподъёмные операции

СУ: станция управления

ТКРС: текущий, капитальный ремонт скважин

ТМПН: трансформатор маслонаполненный повышающий наружный

ТМС: телеметрическая система

ТОРВО: технологический отдел по работе с внутрискважинным оборудованием

ТУ: технические условия

УЭЦН: установка электроцентробежного насоса

ФА: арматура фонтанная

ЦДНГ: цех добычи нефти и газа

ЦИТС: центральная инженерно-технологическая служба

ЧРП: частотно-регулируемый привод

ШСВГ: шкаф соединительный высоковольтный газоотделительный (клеммная коробка)

ЭК: эксплуатационная колонна

Энергонефть: сервисная организация, оказывающая услуги по подаче электроэнергии и обслуживанию КТПН

ЭП: эксплуатационный паспорт установки ЭЦН на бумажном носителе, а так же в

системе «ЭРА. Мехфонд.»

ЭПУС: подрядная сервисная компания по прокату/обслуживанию УЭЦН

4 Технологические требования к выполнению операций по запуску и выводу скважины на режим

1.1. Общие положения

Основная задача при ВНР состоит в недопущении нештатных режимов работы УЭЦН, которые могут привести к её выходу из строя.

Наиболее распространённые последствия некорректного ВНР – перегрев ПЭД, гидрозащиты, кабельной линии, засорение ЭЦН механическими примесями и солеотложениями, слом вала ЭЦН или других узлов, ранний износ текстолитовых шайб рабочих колёс, выход из строя узла пяты и торцовых уплотнений протектора.

Оптимальный способ ВНР – тот, при котором обеспечивается максимальная или запланированная скорость достижения забойного давления в скважине, при этом оборудование не подвергается нештатным нагрузкам и повышенному тепловому воздействию.

Соблюдение оптимальных нагрузок на УЭЦН обеспечивается за счёт непрерывного мониторинга текущих параметров, своевременной корректировки рабочего режима, а также корректной настройки уставок для обеспечения своевременного аварийного отключения УЭЦН.

1.2. Контроль параметров

В процессе запуска и ВНР УЭЦН осуществляется регулярный контроль следующих параметров:

- изменение уровня жидкости в скважине;
- дебит;
- буферное, линейное и затрубное давление;
- обводнённость;
- рабочий ток;
- первичное напряжение (напряжение с КТПН);
- сопротивление изоляции системы «кабель-ПЭД»;
- приток жидкости из пласта;
- загрузка ПЭД;
- температура ПЭД;
- давление на приёме насоса;
- температура в интервале перфорации (в случае наличия датчика);
- температура на выкиде насоса (в случае наличия датчика);
- давление в интервале перфорации (в случае наличия датчика);
- давление на выкиде насоса (в случае наличия датчика);
- дебит жидкости на выкиде насоса (в случае наличия датчика);
- вибрация;
- количество взвешенных частиц (КВЧ).

1.3. Оценка потребляемой мощности

В момент запуска скважина заполнена жидкостью глушения. Как правило, статический уровень и плотность ЖГ существенно отличаются от плотности и ожидаемого динамического уровня пластовой жидкости скважины вышедшей на режим, поэтому при первом пуске УЭЦН работает с неоптимальными подачей и напором, обычно в правой части рабочего диапазона НРХ. При этом потребляемая мощность насоса, в момент запуска максимальна, а КПД ниже номинального.

Отклонение потребляемой мощности УЭЦН от номинальной зависит от плотности перекачиваемой жидкости:

$$\Delta N_{нас} = H*Q*(\rho_{жг} - \rho_{фл})/\eta, \quad (1.1)$$

где:

H – напор;

Q – подача;

η – КПД насоса;

$\rho_{жг}$ – плотность жидкости глушения;

$\rho_{фл}$ – плотность флюида.

Длительная работа в режиме максимальной потребляемой мощности возможна только при эффективном охлаждении двигателя потоком пластовой жидкости. При отборе ЖГ из ЭК ПЭД не получает достаточного охлаждения, что обуславливает необходимость его периодических остановок.

При запуске скважины заглушенной тяжёлыми жидкостями глушения (с удельным весом более 1,18 г/см^3), рекомендуется выполнять замену жидкости в стволе скважины на жидкость меньшей плотности (в том числе нефть).

При запуске УЭЦН от СУ прямого пуска, пусковые токи ПЭД в несколько раз превышают рабочие. В связи с этим число запусков и остановок УЭЦН желательно свести к минимуму.

Не зависимо от режима дальнейшей эксплуатации УЭЦН, во время ВНР для ограничения пусковых токов ПЭД предпочтительно использовать станции с частотным регулированием или мягким (плавным) пуском.

1.4. Настройка защит в СУ

Не зависимо от квалификации персонала, осуществляющего ВНР, для исключения аварийных режимов работы УЭЦН важно обеспечить корректную настройку уставок в СУ.

Настройка защит выполняется дважды – до и после ВНР, согласно типовой карте уставок для различных типов СУ (**Приложение 10**).

Применяемые в СУ УЭЦН типы защит подразделяются на токовые защиты, защиты по напряжению, по давлению на приёме и температуре пластовой жидкости, сопротивлению изоляции и турбинному вращению. Схема рис.1 описывает виды защит.

Рисунок. 1 Виды защит в СУ

1.4.1. Защита от перегрузки (ЗП)

Защита от перегрузки необходима для остановки ПЭД при работе с рабочими токами, превышающими номинальные при механическом заклинивании или проскальзывании ротора, вызванных чрезмерной нагрузкой на вал двигателя или

недостаточным напряжением питания. ЗП предотвращает перегрев обмотки статора и электропробой её изоляции. Срабатывания ЗП чаще всего связаны со следующими причинами:

- повышенное содержание КВЧ;
- вынос проппанта после ГРП;
- интенсивное солеотложение;
- износ оборудования;
- работа с частотой вращения выше максимальной расчётной для данной УЭЦН;
- работа на жидкостях с удельным весом выше 1 г/см^3;
- слишком высокое или слишком низкое напряжение питания ПЭД;
- перекос напряжения питания по фазам.

1.4.2. **Защита от срыва подачи (ЗСП)**

В случае снижения притока жидкости из пласта, динамический уровень в скважине опускается до критического значения, при котором развиваемый насосом напор будет недостаточен для преодоления гидростатического давления столба жидкости в НКТ. В этом случае насос срывает подачу – перестаёт перекачивать жидкость.

Срыв подачи может быть вызван и другими причинами:

- большое содержание свободного газа на приёме электроцентробежного насоса;
- засорение НКТ, обратного клапана или проточных каналов в насосе;
- неисправность устьевой арматуры или нефтесборных коллекторов (отсутствие прохода);
- снижение уровня жидкости до приёма насоса, когда глубина спуска меньше фактически развиваемого насосом напора;
- запуск установки в обратном направлении вращения;
- нарушение трансмиссии между секциями насоса (слом вала, повреждение шлицевого соединения);
- чрезмерное снижение частоты вращения, и вызванное этим падение напора УЭЦН, ниже допустимого для данного динамического уровня.

При срыве подачи ЭЦН его η=0%, а потребляемая мощность N≠0 кВт. При этом энергия, потребляемая насосом, расходуется на нагрев насоса и окружающей его среды, что приводит к таким последствиям, как:

- плавление кабеля;
- нарушение герметичности гидрозащиты;
- электропробой изоляции обмотки статора ПЭД;
- ускоренное отложение солей в проточных каналах ЭЦН вплоть до полного их перекрытия.

ЗСП предотвращает длительную работу УЭЦН на холостом ходу, Работа ЗСП основана на контроле потребляемой активной мощности. При работе на холостом ходу потребляемая мощность существенно ниже, чем в номинальном режиме. При достижении уставочного значения активной составляющей тока, СУ отключает УЭЦН.

Надёжность срабатывания ЗСП зависит от точности её настройки. Во избежание некорректной настройки должны быть выполнены следующие условия:

- подбор оптимального напряжения ПЭД;
- в контроллере СУ произведена корректировка токовых нагрузок по фактическим нагрузкам измеренных на клеммах СУ (производится при условии технической возможности наземного оборудования).

Активация и настройка ЗСП осуществляется до начала ВНР. Значение уставки при этом выставляется на 10 % ниже запускного значения загрузки ПЭД или рабочего тока (время задержки отключения 30-45 секунд). Вследствие изменения режима работы УЭЦН и загруженности ПЭД во время ВНР необходим постоянный контроль токовых нагрузок (не менее 2 раз в смену) для оперативной корректировки ЗСП.

После вывода скважины на режим производится точная настройка ЗСП по методике имитации срыва подачи на закрытую задвижку. При этом уставочное значение загрузки должно быть на 5% больше зафиксированного при холостом ходу (фактическом срыве подачи).

1.4.3. **Настройка защиты по давлению**

При отборе из скважины жидкости глушения после ТКРС, уставку рекомендуется выставлять в соответствии с картой вывода на режим УЭЦН, но не менее 25 атмосфер (при условии соответствия ТУ завода-изготовителя оборудования). По окончании ВНР необходимо откорректировать уставку согласно рекомендованному геологической службой значению (целевому), либо согласно фактическому значению, замеренному при срыве подачи +1ат. При этом приоритет отдаётся наибольшему значению из указанных. Давление запуска выставляется на + 2 ат больше остановочного.

1.4.4. **Настройка защиты по температуре**

Защита по температуре необходима для предотвращения:

- плавления кабеля;
- нарушения герметичности гидрозащиты;
- электропробоя изоляции обмотки статора ПЭД.

Контроль температуры ПЭД ведётся автоматически, однако, выставленная защита по температуре ни в коем случае не должна исключать использование защиты по ЗСП и по давлению, которые реагирует на проявление других негативных факторов.

1.4.5. **Настройка защиты от перепадов напряжения в питающей сети**

Развиваемый двигателем крутящий момент, скольжение, потребляемый ток, коэффициент мощности находятся в жёсткой взаимной зависимости. Данные характеристики приводятся в заводских каталогах и ТУ на ПЭД.

Следует помнить, что поддержание оптимальных соотношений данных параметров возможно только при подаче на двигатель номинального напряжения в допустимом коридоре отклонений. Согласно документации по работе с СУ УЭЦН рекомендованные значения отклонения напряжения питания +/- 15%. Однако ввиду невозможности поддержания данных значений на загруженных и удалённых фидерах системы электроснабжения, согласно карте уставок (**Приложение 10**) допускается отклонение до +/-20%. Указанные отклонения нельзя считать оптимальными, и рекомендованы исключительно для проблемных фидеров.

Также следует учитывать, что снижение напряжения на двигателях с высокой загрузкой может привести к «опрокидыванию» ПЭД – остановке из-за нехватки развиваемого крутящего момента.

Для малонагруженных ПЭД превышение напряжения питания приводит к росту потребления реактивной мощности, снижению cos f и повышенному нагреву.

В СУ УЭЦН предусмотрена защита по нижнему и верхнему порогу входного напряжения (низкая сторона 0,4кВ).

Для подачи на ПЭД расчётного напряжения необходимо корректно выбирать отпайки повышающего трансформатора ТМПН и указывать К трансформации.

При неправильном выборе отпайки и К трансформации ТМПН в СУ, истинное напряжение будет отличаться от расчётного, и защита по напряжению будет

работать некорректно.

В случае оснащения СУ вводным автоматическим выключателем с возможностью регулирования значения номинального тока необходимо выполнить настройку уставки срабатывания, соответствующую номинальной мощности ПЭД и не превышающей значению уставки срабатывания автомата КТП.

$$I_{ном} = N_{пэд.ном}/(1,73 * U_{л} * cos\varphi * КПД_{пэд.ном}), \quad (1.2)$$

Где **Nпэд.ном** - номинальная мощность ПЭД, Вт

КПДпэд.ном – номинальное значение КПД погружного электродвигателя

Uл - напряжение сети, 380 В

cos φ - коэффициент мощности, характеризующий линейные и нелинейные искажения, вносимые нагрузкой в электросеть и определяется как отношение активной и полной мощности cosφ=P/S

Например, в случае комплектации ПЭД мощностью 56кВт станцией управления СУ ЧП 400А необходимо выставить уставку вводного автоматического выключателя на положение 160А. При этом отходящий автоматический выключатель в КТПН от которого запитана данная СУ ЧП 400А должен иметь уставку по току не ниже 170-200А, для обеспечения селективности токовых защит.

Токовую уставку в СУ ЧП 400А необходимо согласовать с организацией, эксплуатирующей КТПН перед подключением либо после смены компоновки установки.

Значения ступеней регулирования ступени уставки защиты в зависимости от типоразмера СУ УЭЦН приведены в таблице 1.

Таблица 1. Ступени регулирования номинального тока

№ п/п	Наименование	Ток в положении 1А	Ток в положении 2А	Ток в положении 3А
1	СУ ЧП 400А	160	250	400
2	СУ ЧП 630А	250	400	630
3	СУ ЧП 800А	400	630	800
4	СУ ЧП 1000А	630	800	1000
5	СУ ЧП 1200А	800	1000	1200
6	СУ ЧП 1600А	1000	1200	1600

Данная настройка позволит исключить срабатывание автомата КТП при росте тока выше номинального значения, требующего в результате ручного включения представителем энергоснабжающей организации, что в итоге приводит к росту ВСП.

1.4.6. **Настройка защиты от дисбаланса напряжений**

ПЭД является асинхронной электрической машиной, питающейся от трёхфазной сети переменного тока. Магнитное поле статора создаётся фазными обмотками из медного провода, размещённого в пазах статора под азимутальным углом 120 градусов относительно друг друга. Для устойчивой работы двигателя необходимо, чтобы напряжение, подаваемое на каждую фазу, было одинаковым. В случае существенного отличия напряжения в фазах обмотки статора, создаваемое ими магнитное поле будет неодинаковым, что может привести к крутильным колебаниям, снижению крутящего момента ротора и даже его остановке.

Для СУ с ЧРП перекос входного напряжения по фазам приводит к нестабильной работе инвертора, снижению его мощности и потенциально опасен выходом инвертора из строя.

В СУ УЭЦН предусмотрена защита двигателя от дисбаланса напряжения по фазам, которая сравнивает действительные значения входного U между тремя фазами. Уставка дисбаланса напряжения задаётся в %.

1.4.7. Настройка защиты от дисбаланса тока

При изготовлении и ремонте ПЭД контролируется равномерность характеристик обмоток статора: сопротивления изоляции и омического сопротивления проводника. Собранный ПЭД проходит стендовые испытания с измерением фактического дисбаланса токов по фазам, который не должен выходить за пределы, установленные нормативной документацией. При эксплуатации исправного ПЭД дисбаланс токов по обмоткам не должен выходить за установленные пределы.

Отклонение рабочего тока по фазам при отсутствии перекоса напряжения свидетельствует о наличии повреждений обмотки одной или двух фаз. Как правило, это связано с повреждением изоляции обмоточного провода и возникновением межвиткового или межфазного замыкания, либо замыкания фазы на корпус. Токи межфазного и однофазного замыкания на корпус очень высоки и приводят к мгновенному срабатыванию ЗП. В случае слабых утечек, не связанных с возгоранием дуги, снижается общее сопротивление изоляции системы.

Межвитковое замыкание в одной из фаз – наиболее характерный дефект, приводящий к дисбалансу токов по фазам. Причиной возникновения межвиткового замыкания может быть старение изоляции провода из-за превышения нормативного срока службы ПЭД, некачественного изготовления обмотки или длительного воздействия повышенных токовых и тепловых нагрузок.

Следствием межвиткового замыкания является снижение магнитной индукции в статоре по одной из фаз, снижение КПД ПЭД, крутильные колебания в роторе, перегрев, общее снижение сопротивления изоляции ПЭД в случае наличия контакта с корпусом. Кратковременный перекос токов может быть вызван перекосом питающего напряжения. При использовании станций прямого пуска, это может быть вызвано дисбалансом напряжения в сети электроснабжения при неравномерной однофазной загрузке, неисправностью трансформаторных подстанций, либо переходными процессами в сетях при срабатывании релейных защит.

При использовании СУ с ЧРП перекос выходного напряжения может быть вызван неисправностью инвертора частотного преобразователя.

В СУ УЭЦН предусмотрена защита двигателя от дисбаланса тока по фазам, которая сравнивает действительные значения рабочего тока между тремя фазами. Уставка дисбаланса напряжения задаётся в %.

1.4.8. Настройка защиты от низкого сопротивления системы «ТМПН–кабель–ПЭД»

Защита от низкого сопротивления системы «ТМПН – Кабель – ПЭД» предназначена для предотвращения длительного короткого замыкания токоведущих частей на «землю» с образованием электрической дуги. Снижение сопротивления изоляции системы «ТМПН – Кабель – ПЭД» до 30 кОм – значения близкого к электропробою, является сигналом для прекращения подачи напряжения на ПЭД. Данное значение зашито в аппаратное ПО и не подлежит изменению оператором.

В раде случаев, когда погружной датчик ТМС неисправен и не выдаёт показания сопротивления изоляции системы «ТМПН – Кабель – ПЭД», существует необходимость предложения эксплуатации в принципе исправной УЭЦН. Для этого допускается отключение защиты по сопротивлению изоляции с условием предварительной проверки сопротивления низковольтным мегомметром. При наличии сопротивления изоляции выше 30 кОм эксплуатация допустима. При снижении изоляции ниже 30кОм существует вероятность наличия повреждений изоляции. В этом случает решение о продолжении работы принимает ТОРВО ДО по согласованию с собственником оборудования (ЭПУС).

1.4.9. Настройка защиты от турбинного вращения

Защита от турбинного вращения предназначена для предотвращения запуска

УЭЦН при сливе жидкости из НКТ. Обратный поток жидкости раскручивает ЭЦН в направлении противоположном рабочему. При этом скорость вращения и момент инерции достаточно велики и при попытке запуска возможны перегрузка по току и слом вала одного из узлов УЭЦН.

Во всех современных СУ предусмотрена защита от запуска во время турбинного вращения УЭЦН. Для СУ прямого пуска значение уставки задаётся равным 5 Гц.

В современных СУ с ЧРП предусмотрена функция подхвата обратного вращения ротора, торможения и разгона в прямом направлении. При наличии функции подхвата допускается запуск при повышенной частоте турбинного вращения согласно карте уставок.

Сводная информация по предельным и рекомендуемым значениям основных защит СУ приведена в таблице Приложения 10.

1.5. Настройка счётчика учёта потребляемой электроэнергии

Для учёта потребления электроэнергии в СУ реализовано два способа:

- Внутренний счётчик электроэнергии, представляющий собой алгоритм расчёта от текущих параметров тока и напряжения.
- Внешний счётчик электроэнергии, являющийся поверенным прибором учёта, фиксируемом ток и напряжение через установленные трансформаторы тока и напряжения соответственно.

Внутренний и внешний счётчики электроэнергии регистрируют следующие показатели в архив СУ:

- Всего потреблено
  - Активная энергия+, кВт*ч
  - Реактивная энергия +, кВАр*ч
- За текущие сутки
  - Активная энергия+, кВт*ч
  - Реактивная энергия +, кВАр*ч
- За предыдущие сутки
  - Активная энергия+, кВт*ч
  - Реактивная энергия +, кВАр*ч
- Текущие параметры (мгновенный расчёт для встроенного счётчика)
  - Активная мощность, кВт*ч
  - Реактивная мощность, кВАр*ч

Достоверность регистрируемых параметров зависит от правильного указания коэффициента трансформации тока и коэффициента трансформации напряжения в настройках контроллера станции управления (Меню «Счётчик энергии встроенный») и коэффициентов трансформации датчиков тока и напряжения (Меню «Счётчик энергии внешний»). При настройке в меню внешнего счётчика, так же указывается заводское название счётчика.

Настройка коэффициентов трансформации в меню «Счётчик энергии встроенный» выполняется заводом-изготовителем либо организацией, производящей ремонт СУ. По умолчанию коэффициент делителя устанавливается «1». Регистрируемые контроллером СУ напряжение и ток в дальнейшем пересчитываются по алгоритму без коррекции коэффициентами.

Настройка коэффициента трансформации тока в меню «Счётчик энергии внешний» зависит от применяемых трансформаторов, установленных во входной цепи станции

управления. Внесённый коэффициент должен соответствовать паспортному значению применяемого трансформатора тока. Коэффициент трансформации напряжения устанавливается равным «1».

В случае отсутствия внешнего счётчика электроэнергии возможно включение режима имитации работы внешнего счётчика. При включении данной функции контроллером СУ, будут передаваться данные в систему телемеханики на порт счётчика внешнего.

При ремонте станции управления и замене трансформатора тока обязательна коррекция соответствующей уставки трансформации.

1.6. Порядок работ по запуску и ВНР

1.6.1. Обязанности лиц участвующих в запуске УЭЦН

На основании имеющегося паспорта на УЭЦН и плана работ на ТКРС с сопутствующей документацией каждый работник, занимающийся запуском в работу УЭЦН после ремонта скважин, при запуске и выводе скважины на режим должен знать следующее:

- подачу и напор спущенной установки, рабочую зону её НРХ;
- глубину спуска УЭЦН;
- ожидаемый расчётный дебит скважины после ВНР;
- минимально допустимый уровень жидкости над приёмом насоса с учётом газового фактора и давления насыщения;
- диаметр ЭК (внутренний объем колонны без НКТ и объем 1 п.м. затрубного кольцевого пространства) и НКТ, глубину спуска установки;
- мощность ПЭД (кВт) и необходимый приток для его охлаждения;
- номинальную токовую нагрузку ПЭД и ток холостого хода;
- тип исполнения ПЭД по теплостойкости, максимально допустимую температуру ПЭД и рекомендуемые уставки отключения по температуре в случае использования ТМС;
- номинальное напряжение ПЭД и необходимое напряжение отпайки ТМПН;
- тип и плотность ЖГ.

Для качественного вывода на режим технологи ДО предоставляют технологическую карту ВНР, с рекомендациями по скорости отбора жидкости, указаниями по выбору рабочей частоты, расчётными значениями Нд и т.п.

Состав комплексной бригады по запуску УЭЦН:

- оператор по добыче нефти и газа не ниже 4 разряда;
- электромонтёр ЭПУС не ниже 4 разряда;
- электромонтёр Энергонефть;
- мастер бригады ТКРС (бурильщик, старший оператор).

Запуск производится персоналом:

- прошедшим обучение, сдавшим экзамены и имеющим квалификационное удостоверение по основной профессии;
- допущенным к самостоятельной работе со вспомогательным оборудованием, имеющим квалификационную группу допуска по электробезопасности согласно функциональным обязанностям, сдавшим экзамены по правилам безопасности в нефтегазодобывающей промышленности.

Обязанности электромонтёра Энергонефть

До начала производства работ по осуществлению пробного запуска УЭЦН электромонтёр Энергонефть должен:

- проверить готовность электрооборудования (КТПН), на соответствие технических характеристик установленного в КТПН оборудования (АВ-0,4кВ и силового трансформатора) и технических характеристик электропогружного оборудования и СУ указанных в заявке установленной формы (при необходимости произвести замену АВ);
- проконтролировать выполнение разделки концов кабеля и опрессовки наконечников электромонтёром ЭПУС;
- проверить соблюдение требований ПУЭ при прокладке питающего СУ кабеля и соответствии его марки;
- обеспечить подачу напряжения от КТПН на питающий кабель СУ электропогружной установки;
- обеспечить отключение АВ в КТПН для изменения фазировки на правильную со стороны входных контактов СУ.

Обязанности мастера бригады ТКРС (бурильщик, старший оператор) перед запуском УЭЦН:

- после окончания спуска необходимо определить сопротивление изоляции УЭЦН (не менее **5 МОм**), до и после герметизации сальникового ввода;
- свободный конец брони кабеля закрепить на колонном фланце устьевой арматуры, под нижнюю гайку и проложить кабель от устья до коробки ШСВГ, не допуская при этом его перекрутов, а также изгибов и провисания кабельной линии на расстояние менее 0,5 м до земли, если выполнение данной операции не требует работы на высоте и привлечения специализированной техники;
- выполнить опрессовку всей подвески лифта НКТ давлением не менее 40 ат. на герметичность с помощью ЦА-320 с контролем затрубного давления, подписать акт совместно с представителем ДО. Решение о запуске УЭЦН в случае негерметичности принимает начальник ТОРВО;
- выполнить опрессовку ФА;
- при наличии негерметичности ФА, бригада ТКРС устраняет пропуски под контролем представителя ЦДНГ;
- заполнить соответствующие разделы ЭП УЭЦН;
- демонтировать элементы рабочей площадки и оборудования ТКРС, препятствующие свободному доступу для запуска и вывода на режим скважины;
- обеспечить безопасные условия работы персонала ЦДНГ и ЭПУС, согласно инструкции по безопасности работ при ТКРС;
- произвести уборку замазученности территории скважины, очистку ШСВГ, КЭ, кабельной линии и ФА от нефтяных загрязнений;
- закрепить кабель для исключения недопустимого перегиба кабеля у кабельного ввода ФА;
- участвовать в запуске УЭЦН и при необходимости немедленно устранить недостатки, выявленные в ходе запуска УЭЦН (пропуски по фланцевым соединениям, некомплектность крепежа ФА и т.д.).

Обязанности электромонтёра ЭПУС перед запуском УЭЦН

До запуска УЭЦН ЭПУС выполняет комплектацию НЭО необходимой мощности в зависимости от типа ПЭД, завоз и подключение НЭО на кустовой площадке, в том числе к заземляющему устройству (ЗУ), проверку оборудования в холостом режиме

(после подключения к КТПН). При этом представителю ЭПУС необходимо:

- принять ЭП УЭЦН от мастера ТКРС и проверить наличие в нем отметки с указанием минимальной скорости течения жидкости вдоль ПЭД для его охлаждения и соответствующего минимального притока для недопущения перегрева ПЭД;
- исходя из расчётной частоты, мощности и напряжения ПЭД, а так же с учётом потерь мощности в кабеле, проверить соответствие мощности и напряжения ТМПН, мощности СУ. При необходимости произвести замену НЭО;
- установить НЭО УЭЦН не загромождая проходы к КТПН на расстоянии **не ближе 3 метров** от КТПН;
- в случае использования нового комплекта проверить акт испытания в условиях базы ЭПУС;
- произвести внешний осмотр НЭО УЭЦН, особое внимание обратить на наличие масла в ТМПН, при необходимости долить;
- произвести протяжку болтовых соединений силовых токоведущих частей и присоединений к нулевой шине;
- проверить комплектность ШСВГ;
- проверить укладку кабеля на эстакаде и кабельный ввод на ФА. Перекруты и изгибы радиусом менее 380 мм не допускаются. В районе кабельного ввода проверить отсутствие повреждений изоляции на участке со снятой бронёй. Контакт незащищённого бронёй кабеля с металлическими элементами конструкции ФА не допустим;
- заземлить СУ и ТМПН путём присоединения к существующему контуру заземления;
- проверить наличие металлической связи (контура заземления) между наземным оборудованием и колонной скважины, а также заземление брони погружного кабеля на фонтанной арматуре запускаемой скважины;
- произвести подготовку и подключение наземного электрооборудования в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации;
- проверить все электрические соединения силовой цепи, которые должны быть выполнены с учётом правильного чередования фаз, что обеспечит правильное направление вращения вала. Для этого использовать фазоуказатель, работающий со всеми типами СУ, в т.ч. и с ЧРП. При этом проверяется правильное чередование фаз напряжения, поданного с КТПН, на вводных контактах СУ, остальные участки цепи до коробки ШСВГ подключаются согласно заранее нанесённых фазировочных меток;
- произвести расчёт необходимого напряжения на выходе ТМПН по формуле:

$$U_{тмпн} = U_{ном} * F_{расч} / F_{ном} + \Delta U, \qquad (2)$$

где:
$U_{ном}$ – номинальное напряжение ПЭД (из паспорта ЭЦН), В,
ΔU – потери напряжения в кабеле, которые зависят от длины кабеля, температуры пластовой жидкости номинального тока ПЭД;

- при определении потерь напряжения ΔU необходимо соответствующее значение потерь напряжения, рассчитанное по формуле (3.3) – **Приложение 1**, привести к общей длине кабеля $L_{каб.общ}$:

$$\Delta U = \frac{\text{значение из табл (прил 1/ф 8.3)} * L_{каб.общ}}{100}, \qquad (3)$$

– алгоритм расчёта потерь в кабеле приведён ниже:

a) температура кабельной линии:

$$T\,каб = Tпл + 0,14 * \frac{I^2}{S\,каб}, \quad (3.1)$$

где:
$T_{пл}$ – температура пласта, °С,
I – номинальный ток ПЭД, А,
$S_{каб}$ – сечение кабельной линии, мм^2;

b) сопротивление кабельной линии:

$$R = \frac{18,4}{S\,каб} * \frac{1+0,004*(T\,каб-20)}{10}, \quad (3.2)$$

c) потери напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * R, \quad (3.3)$$

– переключатель отпаек ТМПН установить в положение, ближайшее к расчётному напряжению в большую сторону;

Отсутствие у электромонтёра указателя чередования фаз является нарушением предъявляемых требований при подготовке к запуску УЭЦН.

– проверить электроизмерительным прибором питающее напряжение СУ (по-фазно), значение которого должно быть в диапазоне **Umax=380 В + 20%, Umин=380 В - 15%**;

– проверить состояние изоляции системы:

а) кабель – ПЭД (не менее **5 МОм**);

б) кабель от СУ до ШСВГ (не менее **100 МОм**);

в) кабель от КТПН до СУ (не менее **100 МОм**), запуск УЭЦН с изоляцией менее 5 МОм производится после согласования с начальником ТОРВО;

– разделать питающий кабель КЛ-0,4кВ со стороны СУ:

а) опрессовать жилы кабеля наконечниками нужного сечения;

б) подключить КЛ-0,4кВ в СУ и подать КЛ-0,4кВ с необходимыми бирками, в указанный персоналом Энергонефть кабельный проход КТПН для подключения его к АВ-0,4кВ;

– проверить работоспособность СУ, ТМПН на холостом ходу (при возможности испытаний по ТУ на данное оборудование);

– при использовании того же комплекта оборудования провести детальный осмотр: исправность контакторов, контроллера СУ, блокировок, правильность исходных уставок для действующих защит (согласно утверждённым картам), опробование работоспособности НЭО в режиме холостого хода;

– произвести пробный запуск УЭЦН;

– совместно с электромонтёром КИПиА подключить СУ к системе телеметрии, проверить достоверность вывода показаний.

Ответственность по прокладке и обслуживанию наземных кабельных линий (от КТПН до СУ, между СУ и ТМПН, силовые кабели от ШСВГ до ТМПН) определяется на основании действующих договоров, актов разграничения ответственности и регламентов взаимоотношений.

Обязанности электромонтёра ЭПУС, необходимые к исполнению перед запуском установки, в случае **прокатной схемы** обслуживания УЭЦН:

– подготовить и завести требуемой длины кабельную линию 0,4кВ на кустовую

площадку;

- проверить сопротивление изоляции КЛ-0,4кВ после прокладки по кабельной эстакаде;
- совместно с представителями Энергонефть производить проверку правильности маркировки и разводки проложенной КЛ-0,4кВ.

Обязанности оператора ДНГ перед запуском УЭЦН:

- проверить состояние и работоспособность АГЗУ, ФА и открыть запорную арматуру;
- проверить наличие полного и качественного крепления фланцевых соединений;
- проверить заземление брони погружного кабеля на ФА запускаемой скважины;
- проверить наличие штуцера и удалить его, если он установлен. В случае если установлен регулируемый штуцер, выкрутить его до появления метки максимального диаметра;
- установить устройство отбора проб на вентиле манифольдной линии ФА;
- определить статический уровень в колонне НКТ (при отсутствии обратного клапана) и затрубном пространстве скважины;
- установить манометр на буфер ФА;

В случае запуска УЭЦН с низкого статического уровня, когда расчётное время появления подачи на устье скважины превышает максимально допустимое время работы ПЭД с притоком из пласта недостаточным для его охлаждения решение о времени работы и остановках УЭЦН на охлаждение принимает ведущий технолог ЦДНГ. В случае наличия в спущенной компоновке обратного клапана и его герметичности, необходимо произвести долив жидкости в НКТ. В противном случае долив жидкости следует производить в затрубное пространство при условии отсутствия поглощения.

- при отсутствии замечаний к подготовке скважины и заполнению пунктов ЭП УЭЦН бригадой ТКРС (заполнение пунктов проверяется совместно с электромонтёром ЭПУС), принять ЭП у бригады ТКРС;
- обеспечить свободное сообщение от ФА до АГЗУ в выкидной линии.

1.6.2. **Ограничения по запуску УЭЦН в работу**

Запрещается производить работы с установкой в случае:

- неисправности фонтанной арматуры;
- сопротивления изоляции ниже **5 МОм** (без согласования начальником ТОРВО и ЭПУС);
- отсутствия данных в эксплуатационном паспорте о типоразмере УЭЦН и глубине спуска;
- нарушений в подключении СУ, ТМПН, КЛ к заземляющему устройству (контур заземления);
- несоответствия напряжения питающей сети (Umax=380В + 20%, Umin=380В - 15%);
- превышения предела дисбаланса напряжений **10%** согласно ГОСТ 13109-97.

1.6.3. **Обязанности участников процесса во время ВНР**

Обязанности оператора ДНГ при ВНР УЭЦН:

- осуществлять постоянный контроль параметров работы скважины согласно Приложению 9;
- обеспечить постоянный замер дебита в АГЗУ;
- обеспечить регистрацию объёма отобранной из скважины продукции;
- проверить наличие подачи (визуально) на устье скважины (путём открытия пробоотборного вентиля), а также прохождение скважинной жидкости до АГЗУ. Расчётное время появления подачи в минутах в зависимости от статического уровня, типа ЭЦН и диаметра НКТ определяется по следующей эмпирической формуле (4) и приведено в **Приложении 2**:

$$t = 1.44 * H_{ст} * V / Q, \text{ мин}, \quad (4)$$

где:

$H_{ст}$ – статический уровень, м;

V – внутренний объём 1 метра НКТ, л (НКТ 60 – 2 л., НКТ 73 – 3 л., НКТ 89 – 4,5 л.);

Q – подача ЭЦН при заданной частоте тока, $м^3$/сут.

- рассчитывать приток (до появления притока необходимого для охлаждения двигателя);
- знать и контролировать допустимое время безостановочной работы при отсутствии притока;
- при необходимости согласовывать действия по запуску или остановке УЭЦН с технологической службой ЦДНГ;
- принимать участие в мероприятиях по запуску УЭЦН после остановки по причине срабатывания защит СУ.

Обязанности электромонтёра ЭПУС при ВНР УЭЦН:

- снимать показания СУ: давление и температуру по данным ТМС (при наличии), рабочий ток, загрузку, первичное напряжение (напряжение электрической сети), сопротивление изоляции системы «кабель-ПЭД», частоту и выходное напряжение в случае использования ЧРП;
- производить контроль и перенастройку (при необходимости) защит СУ УЭЦН;
- производить подъем частоты по согласованию с технологической службой ЦДНГ;
- при появлении притока, достаточного для охлаждения ПЭД, переводить работу УЭЦН из периодического (циклического) режима в режим постоянной откачки жидкости с корректировкой защит СУ;

  производить работы с УЭЦН в случаях остановок по причине срабатывания защит СУ (ЗП, ЗСП, ПКИ и др.).

1.7. Технологические требования при ВНР

ВНР – наиболее сложный этап эксплуатации скважины с УЭЦН, сопряжённый с риском преждевременного отказа. Для обеспечения длительной безотказной работы УЭЦН на ВНР следует придерживаться описанных ниже правил.

1.7.1. Не допускается снижение динамического уровня ниже предельно допустимых значений, в зависимости от напора спущенной установки в скважину (указывается в карте ВНР).

1.7.2. Все измеренные параметры необходимо заносить в форму (на бумажном носителе, электронные версии) карты ВНР (**Приложение 11**).

Вывод скважин на режим без контроля, а также отсутствие или не заполнение карты вывода на режим, является нарушением технологии вывода на режим.

1.7.3. В случае срабатывания защиты ЗСП после запуска УЭЦН разрешается произвести не более трёх включений с интервалом времени между включениями 30 минут.

1.7.4. При срабатывании защиты ЗП, ПКИ и повторных срабатываниях ЗСП, работы производить согласно разделу 5 настоящего документа.

1.7.5. Косвенным показателем нормальной работы УЭЦН при запуске, служит снижение динамического уровня в скважине или давления на приёме ЭЦН, при условии, что пласт не работает и газа нет. Расчётные данные по снижению динамического уровня, в зависимости от диаметра ЭК, диаметра НКТ и типа УЭЦН приведены в **Приложениях 3-7**.

1.7.6. После охлаждения ПЭД допускается запуск с любого статического уровня.

1.7.7. При правильном направлении вращения вала ПЭД фактическая подача (дебит) должна соответствовать производительности спущенной УЭЦН с учётом динамического уровня и НРХ на выбранной частоте вращения. Признаками обратного направления вращения также является низкая загрузка ПЭД и ранний срыв подачи (при Нд значительно выше максимального напора по НРХ при данной частоте).

1.7.8. При подозрении на обратное вращение, необходимо остановить УЭЦН для смены фазировки. Решение о смене направления вращения принимается по согласованию с ЭПУС. Перефразировка должна выполняться электромонтёром ЭПУС по официальной заявке с занесением в эксплуатационный паспорт советующей отметки о времени выполнения работ.

1.7.9. После остановки следует выдержать технологическую паузу на охлаждение для предотвращения перегрева двигателя. При наличии ТМС длительность охлаждения после остановки для смены вращения определяется по данным телеметрии. В случае отсутствия ТМС время на охлаждение ПЭД, установить равным времени работы, но не менее 30 минут.

1.7.10.Смена направления вращения производится путём изменения чередования фаз в коробке ШСВГ или СУ. Для СУ с ЧРП смена фразировки производится программным способом.

1.7.11.После смены направления вращения необходимо убедиться в достижении расчётной производительности ЭЦН согласно НРХ. Для этого необходимо отслеживать скорость снижения Нд и в случае недостижения ожидаемой производительности следует остановить УЭЦН для выяснения причин.

Следует помнить, что несоответствие НРХ может быть вызвано другими причинами, такими как неисправность ЭЦН, несоответствие ЭЦН указанной комплектации, не герметичность НКТ, засорение приточных частей ЭЦН, обратного клапана и др.

1.7.12.При отсутствии достаточного притока из пласта для данного типоразмера ПЭД, через 1 час работы необходимо остановить УЭЦН на охлаждение – на время не менее чем на 1 час 30 минут. УЭЦН, оборудованный ТМС, на охлаждение допускается не останавливать, если показания температуры при ВНР, не превышают допустимую по ТУ для данного типа оборудования.

1.7.13.Расчёт минимально допустимого дебита для охлаждения ПЭД, производится по формуле:

$$Q_{перегрева} = \frac{\pi}{4}*((D_{эк} - 2*h_{ст})^2 - D_{пэд}^{\ 2}) * 0{,}0864 * V_{охл}, \qquad (5)$$

где:

$Q_{перегрева}$ – расчётная необходимая подача для недопущения перегрева погружного электродвигателя, $м^3$/сут;

$D_{эк}$ – диаметр эксплуатационной колонны (внешний), мм;

$h_{ст}$ – толщина стенки эксплуатационной колонны, мм;

$D_{пэд}$ – диаметр погружного электродвигателя, мм;

0,0864 – коэффициент пересчёта, отн. ед.;

$V_{охл}$ – скорость охлаждающей жидкости, м/с (согласно ТУ завода изготовителя для данного типа погружного электродвигателя).

Запрещается ограничивать подачу насоса штуцером или задвижкой при первых циклах отбора жидкости глушения, т.к. при этом насос длительное время отбирает жидкость из затруба, что приводит к перегреву ПЭД вследствие недостаточного охлаждения.

1.7.14.Допускается автоматический ВНР для УЭЦН с номинальной подачей до 125 м3/сут включительно с применением СУ имеющих соответствующее программное обеспечение и подключённых к системе телемеханики. При этом в карте вывода записываются параметры скважины до установки «автовывода», параметры заданной программы «автовывода», расчёт ожидаемых и фактических параметров скважины по прибытию оператора.

1.7.15.При не развороте или тяжёлом пуске УЭЦН необходимо руководствоваться разделом 5 настоящего документа.

1.7.16.Если скважина была заглушена тяжёлым раствором или буферными жидкостями, перед запуском необходимо произвести смену раствора глушения на раствор с меньшим удельным весом, в том числе нефть.

1.7.17.При отсутствии вращения или при рабочем токе больше номинального для выбранного ПЭД, перед последующими попытками расклинивания УЭЦН необходимо следующее:

а) в случае использования высокодебитного оборудования с малым коэффициентом запаса мощности ПЭД необходимо производить замену раствора глушения на нефть;

б) в случае, если перегруз ПЭД не объясняется повышенной номинальной потребляемой мощностью ЭЦН, необходимо применять оптимизацию напряжения в зависимости от характера загрузки (активная/реактивная);

в) в случае если указанные выше меры не имеют действия, проводить мероприятия по расклиниванию, по согласованной методике (промывки, долив, смена вращения, ударный пуск (с участием электромонтёра Энергонефть), повышения напряжения, подъём или спуск установки на 1-2 трубы НКТ, если позволяет кривизна эксплуатационной колонны в зоне размещения УЭЦН и т.д.).

1.7.18.Решение о применении мер при расклинивании должно приниматься совместно с технологами ЭПУС.

1.7.19.В случае отрицательного результата выше приведённых мероприятий принимается решение о проведении ремонта скважины с полным подъёмом УЭЦН.

1.7.20.Результаты о расклинивании заносятся технологом ЦДНГ и представителем ЭПУ в паспорт УЭЦН. Параметры процесса расклинивания и вывода на режим снимаются со СУ на электронные носители.

1.8. Метод определения притока из пласта

1.8.1. Расчёт притока по темпу отбора жидкости (основной метод)

Оценка величины потока жидкости охлаждающего ПЭД (приток из пласта), определяется, в процессе вывода на режим, как разность между общим замером дебита жидкости по АГЗУ и темпом откачки (объёмным расходом) жидкости из затрубного пространства, определяемым из **Приложения 8**. Приток рассчитывается как:

$$Q_{пр} = Q_{гзу} - (H_{д2} - H_{д1})*V*24*(60/T),\ (м^3/сут), \qquad (6)$$

где:

$Q_{гзу}$ – дебит скважины, замеренный по АГЗУ за время Т, в пересчёте на сутки, $м^3$/сут;

$H_{д1}$ – начальный динамический уровень в скважине при определении притока, м;

$H_{д2}$ – конечный динамический уровень в скважине за время Т, м;

V – объем 1 погонного метра кольцевого пространства;

T – время исследования (откачки), мин.

1.8.2. Расчёт притока по восстановлению уровня в эксплуатационной колонне

Приток жидкости из пласта после остановки УЭЦН необходимо определять после прекращения слива жидкости из колонны НКТ (если клапан негерметичен или отсутствует).

Время слива определяется путём измерения уровня жидкости в НКТ с помощью скважинного уровнемера (эхолот), при закрытой манифольдной задвижке ФА. В момент времени, когда уровень в насосно-компрессорных трубах остановился (или начал расти), считается, что слив жидкости из НКТ прекратился и с этого времени можно определять приток по восстановлению уровня в затрубном пространстве ЭК.

Приток жидкости из пласта необходимо определять по восстановлению уровня жидкости в затрубном пространстве скважины после каждой остановки УЭЦН в процессе вывода, при закрытой манифольдной задвижке фонтанной арматуры скважины, используя расчётные данные из **Приложения 8**. Приток рассчитывается как:

$$Q = \Delta H*V*24*(60/T),\ (м^3/сут), \qquad (7)$$

где:

ΔH – восстановление уровня (разница уровней) за время Т, м;

V – объем 1 метра кольцевого пространства, $м^3$;

T – время восстановления уровня в затрубном пространстве, мин.

Постоянный контроль притока из пласта в процессе работы и остановки УЭЦН на охлаждение позволяет сократить время вывода скважины на режим и исключить необоснованные запуски и остановки насоса, которые неблагоприятно влияют на работоспособность погружного оборудования.

1.9. Запуск и вывод на режим с помощью ЧРП

1.9.1. Освоение и вывод на режим скважин после ГРП сопровождается повышенным выносом механических примесей (незакреплённый проппант, пропнет, песок).

1.9.2. Запуск в работу и вывод на режим электропогружных насосов с применением регулируемого привода позволяет:

- плавно запустить УЭЦН, уменьшая пусковые токи, в случае необходимости

менять направление вращения ПЭД без полной остановки привода (не на всех модификациях частотных приводов);

- путём изменения частоты обеспечить оптимальную загрузку ПЭД от потребляемой насосом мощности (наиболее эффективна данная функция при выводе на режим УЭЦН большой производительности с малым запасом мощности ПЭД);
- обеспечить оптимальный режим отбора жидкости (в допустимом диапазоне регулировок НРХ) в зависимости от рекомендаций по расчётному значению депрессии (данная функция необходима как для ограничения отбора в случаях вывода на режим скважин после ГРП, так и в случаях увеличения депрессии при оптимизации режимов работы скважины);
- производить вывод на режим по заданной программе с плавным увеличением частоты шагом от 0,1 Гц в период времени от 1 секунды до 2,5 часов (плавное увеличение частоты в течение длительного времени позволяет снижать забойное давление постепенно, снижая риски залпового выброса механических примесей);
- производить запуск заклинившей установки методом «расклинки» в обоих направлениях вращения с различными настройками параметров привода (не на всех модификациях частотных приводов).

1.9.3. Максимальная частота рассчитывается с учётом прочности вала ЭЦН. Методика определения ограничений максимальной частоты от прочности вала ЭЦН приведена в М-01.02.01.02.01-02.

1.9.4. Планируя выполнение работы с УЭЦН на разных частотах необходимо учитывать, что при изменении частоты изменяются параметры работы погружного насоса (закон «подобия»), а именно подача насоса ЭЦН – изменяется линейно (прямо пропорционально изменению частоты):

$$\mathbf{Q = Q_{50}*F/50}, \qquad (8)$$

где:

Q – расчётная подача;

$\mathbf{Q_{50}}$ – подача при 50 Гц;

F – расчётная частота.

Напор насоса ЭЦН изменяется в квадратичной зависимости (относительно изменения частоты):

$$H = H_{50}*(F/50)^2, \qquad (9)$$

где:

H – расчётный напор;

H_{50} – напор при 50 Гц.

Потребляемая насосом мощность изменяется в кубической зависимости (относительно изменения частоты):

$$\mathbf{N = N_{50}*(F/50)^3}, \qquad (10)$$

где:

N – расчётная мощность;

$\mathbf{N_{50}}$ – мощность при 50 Гц.

Мощность двигателя ПЭД изменяется линейно (прямо пропорционально изменению частоты), кроме случаев, когда в программу вручную вносятся корректировки

зависимости выходного напряжения ЧРП от частоты.

1.9.5. В карте ВНР технологом ЦДНГ указываются следующие параметры:

- начальная частота запуска и темп набора;
- расчётная рабочая частота;
- дополнительные указания по процессу вывода (рекомендованные временные диапазоны работы/охлаждения, расчётное ожидаемое значение дебита скважины и др.).

1.9.6. Откачку пластовой жидкости на минимальной допустимой частоте производить до стабилизации содержания механических примесей в ней. При этом необходимо иметь не менее двух проб на КВЧ, показывающих стабильное содержание мех. примесей. Содержание КВЧ в перекачиваемой жидкости не должен превышать значения, регламентированного заводом изготовителем для спущенного УЭЦН.

Темп набора частоты должен соответствовать темпу снижения забойного деления указному в карте ВНР.

1.9.7. При снижении динамического уровня до значения соответствующего максимальному напору УЭЦН на заданной частоте (соответствует левой границе рабочего диапазона НРХ), допускается увеличение частоты в ручном режиме для предотвращения срыва подачи.

1.9.8. В случае если динамический уровень снизится до уровня срыва подачи, необходимо отключить автоматическую программу увеличения частоты и оставить УЭЦН в работе на частоте, позволяющей производить откачку пластовой жидкости без срыва подачи. При этом необходимо контролировать изменение динамического уровня в скважине. Данные замеров уровня, давления, тока и изменения частоты заносятся оператором ДНГ в карту вывода на режим.

1.9.9. Отбор проб на КВЧ при ВНР производить согласно Приложению 9. В исключительных случаях, таких как повышенный вынос мех. примесей, вывод на режим скважины ЧРФ, или скважины после ГРП, частота отбора проб может быть увеличена по указанию технологической службы ЦДНГ.

1.9.10.При определении программы вывода на режим с помощью частотного привода необходимо принять во внимание информацию о предыдущей работе скважины, причины отказов погружного оборудования, наработки, осложнения.

1.9.11.При определении минимальной частоты для запуска УЭЦН необходимо учитывать статический уровень в скважине. При низком уровне в скважине запуск на минимальной частоте может не обеспечить необходимый напор УЭЦН для подъёма перекачиваемой жидкости на поверхность.

1.9.12.Максимальное выходное напряжение из СУ умноженное на коэффициент трансформации для выбранной отпайки трансформатора должно соответствовать рабочему напряжению ПЭД на максимальной расчётной частоте. При запуске УЭЦН необходимо контролировать рабочий ток, который должен быть не выше 80-85% от номинального рабочего тока ПЭД, а в исключительном случае равным номинальному току.

1.9.13.Работу с ЧРП необходимо осуществлять в соответствии с руководством по эксплуатации частотного преобразователя, разработанным заводом-изготовителем оборудования. К работе на СУ с ЧРП допускается специально обученный персонал, имеющий соответствующее удостоверение, выданное корпоративным учебным центром подрядчика (для персонала ЭПУ) либо корпоративным учебным центром заказчика (для оператора ДНГ) и имеющим квалификацию не ниже 4 разряда.

1.10. Особенности запуска и вывода на режим при условии комплектации УЭЦН вентильным электродвигателем

1.10.1. Подключение вентильных электродвигателей к промысловой электрической сети осуществляется через СУ, с неявным датчиком определения положения ротора.

Запрещается использование СУ, не предназначенных для вентильных двигателей.

1.10.2. В составе наземного оборудования используется ТМПН того же типа, что и для асинхронного ПЭД. Установка какого-либо специального оборудования не требуется. С учётом дополнительных энергопотерь в трансформаторе при работе с ЧРП, для исключения случаев преждевременного отказа ТМПН из-за перегрева, рекомендуется выбирать трансформаторы с коэффициентом запаса мощности К=1,5-2, если ТМПН не входит в штатную блочную комплектацию СУ с ЧРП, в т.ч. и для вентильных ПЭД.

Запрещается использовать выходной фильтр между СУ и ТМПН, так как его использование приведёт к искажению импульсов выходного напряжения СУ, как следствие, к невозможности определения положение ротора.

1.10.3. Запуск УЭЦН производит электротехнический персонал подрядчика, аттестованный для работы с УЭЦН, укомплектованным ПВЭД.

1.10.4. Электромонтёр ЭПУС перед запуском обязан:

- подготовить станцию управления к работе, в соответствии с руководством по эксплуатации СУ;
- установить в контроллере СУ уставку «Напряжение вторичной обмотки трансформатора в соответствии с выбранным напряжением».

1.10.5. Расчёт отпайки ТМПН производится с учётом потерь напряжения в кабельной линии и номинального напряжения двигателя (как для асинхронного ПЭД со СУ прямого пуска).

1.10.6. Настройка СУ для вентильных двигателей идентична настройке СУ с ЧРП для асинхронных ПЭД, за исключением пункта меню «настройка ЧРП». В данном пункте меню нужно установить:

- напряжение синхронизации – обычно **от 25 до 35 В**;
- время синхронизации **– от 10 до 15 с**.

1.10.7. Вышеописанные параметры могут меняться согласно РЭ производителя оборудования.

1.10.8. Уставка по ЗП и расчёт уставки ЗСП производится аналогично асинхронному ПЭД.

Запрещается производить пробный запуск СУ, если к ней подключён ТМПН, а высоковольтный погружной кабель в клеммнике трансформатора, либо в ШСВГ отключён.

1.10.9. В таком случае СУ при запуске находится в режиме определения положения ротора и амплитудное значение плавно повысится до номинала питающей сети, т.е. до 380 В, что приведёт к перенасыщению магнитной системы трансформатора и высоким значениям токов, близких к величине тока короткого замыкания.

Допускается кратковременная, **не более 2 минут**, перегрузка по току с кратностью **не выше 1,2 от номинального**.

1.10.10. В случае возникновения перегруза при запуске, необходимо повторить попытку запуска после увеличения напряжения синхронизации на 5 В. Если перегруз повторился, добавить ещё 5 В и повторить попытку запуска. Таким образом, если это

необходимо, можно повторять попытки запуска до достижения значения напряжения синхронизации 50В с выдержкой времени между запусками в 30 минут для охлаждения ПВЭД и тщательным контролем параметров.

1.10.11. При расклинке УЭЦН провести вышеописанные процедуры, но с повышением напряжения синхронизации на 10 В за одну попытку запуска.

1.10.12. Если при разгоне частота выходного напряжения СУ не достигает заданной частоты и колеблется на некотором значении ниже её, необходимо отключить установку и, выполняя меры безопасности, изменить напряжение отпайки ТМПН на одну ступень выше. Повторить запуск.

1.11. Особенности запуска и вывода на режим при условии комплектации УЭЦН погружной телеметрией

1.11.1. Для получения более точных сведений о динамическом уровне жидкости в ЭК и забойном давлении используют показания систему погружной телеметрии в составе УЭЦН. Пересчёт давления на приёме насоса в метры столба жидкости производить по формуле (11):

$$H_{дин\ (стат)} = L_{сп} - H_{погр}, \qquad (11)$$

где:

$L_{сп}$ – глубина спуска насоса по вертикали, м;

$H_{погр}$ – условный столб жидкости над приёмом насоса по вертикали (глубина погружения) рассчитывается по формуле (12):

$$Hпогр = \frac{(Рдатч - Рзатр) \cdot 10^5}{g \cdot \rho_{см}}, \qquad (12)$$

где:

$P_{ДАТЧ}$ – давление на приёме насоса по показаниям датчика, ат;

g – ускорение свободного падения (9,81 м/сек^2);

$P_{ЗАТР}$ – затрубное давление, ат;

$\rho_{см}$ – плотность флюида над приёмом насоса, кг/м^3.

Полученное значение по формуле (11) необходимо, согласно инклинометрии, перевести в уровень жидкости по стволу.

1.11.2. После запуска УЭЦН в работу при определении правильности направления вращения валов УЭЦН и пересчёта значения давления на приёме насоса в метры столба жидкости, сравнить уровень падения столба жидкости (динамического уровня – Рпр (Ндин) со значениями снижения динамического уровня, согласно приложениям 3-7. Соответствие уровня падения Рпр(Ндин) табличным значениям косвенно свидетельствует о правильном направлении вращения.

1.11.3. Данные с погружного датчика о температуре обмоток ПЭД и температуре на приёме насоса необходимо использовать для контроля условий охлаждения ПЭД. Повышение температуры ПЭД свидетельствует о недостаточном его охлаждении. В этом случае необходимо определить причину повышения температуры ПЭД. Возможными причинами повышения температуры могут быть:

- недостаточный приток из пласта;
- неправильное направление вращения валов УЭЦН;
- негерметичность лифта НКТ;
- недостаточный напор УЭЦН при текущей частоте;
- слишком высокое или слишком низкое напряжение питания;

- отсутствие выходного фильтра СУ с ЧРП для обычных ПЭД;
- несоответствие типа СУ (либо её настроек) типу ПВЭД (согласно рекомендациям разработчиков ПВЭД).

1.12. Особенности ВНР скважин в режиме ПКВ

Ключевыми признаками режима ПКВ являются:

- время цикла от запуска до запуска не более 60 мин;
- запуск и остановка УЭЦН осуществляется исключительно по программе в КСУ, устанавливающей временные диапазоны откачки и накопления

Систематические остановки УЭЦН по срабатыванию защит означают произвольный уход с режима ПКВ на режим неконтролируемого АПВ, в связи с этим такой режим не может считаться режимом ПКВ.

Оптимальное время цикла – это время, при котором колебания забойного давления от запуска до остановки минимальны. В связи с этим необходимо стремиться уменьшать время цикла до значений, при которых не будут сказываться время набора частоты и возникновения подачи на выкиде УЭЦН, а также влияние турбинного вращения от утечек жидкости из НКТ через негерметичны обратный клапан.

На практике оптимальным временем цикла может являться время от 15 до 30 минут в зависимости от описанных выше условий.

Режим ПКВ целесообразно применять на скважинах:

- с дебитом менее 30 м³/сут,
- при внеплановом снижении дебита в процессе освоения и эксплуатации.
- в скважинах с высоким содержанием свободного газа на приёме насоса в целях повышения коэффициента естественной сепарации газа по затрубному пространству;
- в скважинах с планируемым темпом снижения притока более 50% от первоначального;
- для оптимизации УРЭ УЭЦН работающей в левой части рабочего диапазона НРХ.

Нецелесообразно применять ПКВ на скважинах:

- с притоками более 30 м³/сут, т.к. существует возможность эффективной эксплуатации УЭЦН малой производительности (ЭЦН-25,-30, 35) в постоянном режиме.
- в скважинах с повышенным выносом механических примесей (более 500 мг/л), что связано с риском засорения ОК и головки УЭЦН;
- в скважинах с планируемым темпом снижения притока менее 50%, если снижение находится в пределах рабочего диапазона с учётом частотного регулирования.

При эксплуатации скважин в режиме ПКВ необходимо использование:

- программируемых СУ с частотным приводом, а при их отсутствии СУ с мягким пуском.
- двух обратных клапанов УЭЦН и шламоуловителя длиной не менее 6 м;
- датчика ТМС для контроля температуры двигателя и давления на приёме ЭЦН.

При подборе оборудования для ПКВ предпочтительно использование вентильного привода, обладающего более высокой теплостойкостью, КПД и лучшими пусковыми характеристиками.

Для эксплуатации низкодебитных скважин в режиме ПКВ номинальная производительность ЭЦН должна быть в 3-5 раз выше расчётного дебита скважины при Рзаб целевом.

Следует учитывать, что дебит жидкости на поверхности будет существенно отличаться от объёма газо-жидкостной смеси, перекачиваемой насосом в скважине.

1.12.1. Методика подбора режима ПКВ

Для скважин, запланированных к переводу в ПКВ необходимо изначально подбирать оборудование, обеспечивающее оптимальный периодический режим.

Поскольку общие требования по подбору УЭЦН сформулированы в М-01.02.01.02.01-02 «Методические указания по подбору и расчёту потребности установок электроцентробежных насосов» в данном разделе приводятся только специфические требования для правильного расчёта режима ПКВ любой скважины, в т.ч. переведённой из ПДФ по причине снижения притока.

Корректное моделирование режима ПКВ возможно только с использованием специализированных программных комплексов по расчёту дизайна УЭЦН, таких как: SubPump, OptimumPump, NeoSelPro, DesignPro и аналогичных.

Для программных комплексов, не имеющих специальную функцию подбора УЭЦН в режиме ПКВ, рекомендуется следующий алгоритм подбора:

1) Определение кривой притока по заданным параметрам согласно М-01.02.01.02.01-01.
2) Определение ожидаемого дебита жидкости в скважинных условиях по целевому параметру забойного давления.
3) Выбор УЭЦН из имеющихся в наличии на базе подрядчика ЭПУ с производительностью выше ожидаемого притока в 3-5 раз (в особых случаях до 7 раз). При этом не рекомендуется выбирать для ПКВ установки производительностью менее 50 м^3/сут и более 125 м^3/сут. Предпочтение отдаётся установкам с лучшими показателями энергоэффективности.
4) Моделирование истиной кривой выкида (УЭЦН+НКТ) выбранной установки с учётом мгновенного расхода в период откачки; подбор расчётных параметров напора и частоты вращения вала УЭЦН. Для этого необходимо подставить в расчёт изменённый коэффициент продуктивности:

$$K_{прод.изм} = K_{прод} * Q_{эцн} * F_{раб} / Q_{гж} * F_{ном} \quad (13)$$

где:

$Q_{гж}$ – ожидаемый расход газожидкостной смеси в скважинных условиях с учётом естественной сепарации газа по затрубному пространству;

$Q_{эцн}$ – паспортная номинальная производительность ЭЦН, м^3/сут;

$K_{прод.изм}$ – фиктивный коэффициент продуктивности скважины, изменённый для моделирования в ПО истинного мгновенного расхода жидкости через УЭЦН.

$F_{раб}$ – расчётная частота вращения ЭЦН.

$F_{ном}$ – номинальная частота вращения ЭЦН.

5) Делается несколько итераций проверочных расчётов с целью получения оптимального соотношения параметров рабочей частоты, производительности и напора ЭЦН в рабочей точке. Наилучшим является вариант, при котором рабочая точка УЭЦН находится максимально близко к максимальному значению КПД на соответствующей паспортной кривой.

При моделировании режима ЭЦН следует учитывать, что его напор будет иметь деградацию относительно паспортной НРХ при работе на газожидкостной смеси. Учесть точный процент деградации на этапе подбора УЭЦН не возможно.

Рекомендуется использовать эмпирические коэффициенты естественной сепарации и деградации, полученные при анализе моделей работы аналогичных УЭЦН в аналогичных скважинных условиях, по уже работающим скважинам на данном активе.

6) Исходя из расчётной производительности в скважинных условиях подобранного ЭЦН и ожидаемого в скважинных условиях дебита скважины, выбирается цикл работы в режиме ПКВ, при этом время работы Тр (мин) определяется по формуле:

$$T_{раб} = T_{цикл} * Q_{гж} * / Q_{эцн.расч} \quad (14)$$

$$T_{ост} = T_{цикл} - T_{раб} \quad (15)$$

где,

$T_{цикл}$ – время цикла ПКВ от запуска до запуска УЭЦН, мин;

$T_{ост}$ – время ожидания от остановки до запуска УЭЦН (время накопления), мин;

$T_{раб}$ – время работы от запуска до остановки УЭЦН, мин;

$Q_{эцн.расч.}$ – расчётная по программе мгновенная производительность ЭЦН для выбранных параметров напора и рабочей частоты, $м^3$/сут;

7) Для работающей УЭЦН расчёт или уточнение режима ПКВ делается по аналогичному алгоритму. При этом $Q_{эцн.расч.}$ моделируется в специализированном ПО с учётом приведения НРХ к фактическим показателям режима УЭЦН в скважине, путём подбора коэффициента естественной сепарации и деградации НРХ.

8) Полученная в программе математическая модель используется для выбора оптимальной частоты работы ЭЦН согласно формуле (13) в период работы и дальнейшего пересчёта параметров цикла согласно формулам (14, 15).

1.12.2. Технологические особенности

Первый запуск на ВНР УЭЦН подобранной для работы в режиме ПКВ должен производиться с отключённой программой (в постоянном режиме), т.к. необходимо минимизировать время снижения Нд до достижения целевого Рзаб. При этом необходимо руководствоваться пунктами раздела

При неопределённом Кпрод, после откачки жидкости глушения и остановки скважины, необходимо провести исследование скважины (КВД/КВУ) и рассчитать потенциал скважины при целевом уровне (забойном давлении) через восстановление уровня на величину ΔН по формуле (7).

Значение времени восстановления уровня зависит от производительности скважины и периодичности замера уровня. Рекомендуется проводить замер как можно чаще, т.к. при длительном увеличении уровня жидкости увеличивается забойное давление и, соответственно, снижается приток из пласта и значение потенциала скважины при целевом уровне будет занижено.

Настройка защит при эксплуатации УЭЦН в режиме ПКВ осуществляется по аналогии с постоянным режимом согласно разделам 4.5. – 4.9. настоящего НМД.

При первом запуске и откачке жидкости глушения не рекомендуется снижать уставку давления на приёме УЭЦН ниже 25 ат. При этом она должна быть не меньше величины $P_{ЗАТР}$+15 ат.

1.12.3. Особенности контроля скважин в периодическом режиме:

- после откачки жидкости глушения, программирования станции управления в режим ПКВ и запуска в работу контроль параметров УЭЦН и анализ работы установки на соответствие целевым показателям необходимо осуществлять каждые 12 часов (в том числе по системе телемеханики);
- вышеприведённая периодичность контроля осуществляется в течение вывода скважины на проектный режим и в течение суток после достижения целевых

значений во избежание снижения давления на приёме ниже целевого значения и, как следствие, срыва подачи;
- после вывода скважин на режим и подтверждения параметров работы контроль параметров проводится по аналогии с постоянным режимом работы установки.

1.13. Подбор оптимального напряжения

1.13.1. Оптимальное напряжение на выходе повышающего трансформатора подбирается после откачки раствора глушения и выхода УЭЦН на установившийся режим работы. Подбор осуществляется пошаговым снижением напряжения, т.е. переключением отпаек трансформатора. В процессе снижения напряжения, обязателен контроль рабочего тока ПЭД. В случае увеличения тока, вернуть переключатель отпаек ТМПН в предыдущее положение с более высоким напряжением. Оставить ту отпайку ТМПН, при которой рабочий ток имеет минимальное значение.

1.13.2. Для СУ с ЧРП изменение рабочего напряжения выполняется через настройки зависимости выходного напряжения от частоты U=f(F). Кроме того рекомендуется включение функции автоподстройки выходного напряжения.

1.14. Особенности запуска и ВНР при отсутствии или неисправности АГЗУ

1.14.1. На вновь вводимых, расконсервированных, бездействовавших скважинах и кустах, где отсутствует или не работает АГЗУ, и нет возможности произвести замеры переносным или передвижным оборудованием, необходимо производить спуск УЭЦН с ТМС, а ВНР осуществлять с помощью ЧРП.

1.14.2. Принципы вывода таких скважин основаны на расчёте дебита скважины согласно зависимости дебита ЭЦН от напора (Q-H– характеристика).

1.14.3. Перед началом работ ведущим технологом ЦДНГ выдаётся оператору ДНГ Q-H-характеристика спущенного УЭЦН, с учётом количества ступеней.

Выполнение операции опрессовки УЭЦН оператором при запуске на расчётной частоте обязательно, это необходимо для определения правильности направления вращения ПЭД и герметичности лифта НКТ.

1.14.4. После запуска УЭЦН необходимо выставить минимально необходимую расчётную частоту:

$$F = 50 * \sqrt{\frac{H_н}{H_{эцн}}}, \qquad (16)$$

где:

F – необходимая частота;

$H_н$ – необходимый напор ЭЦН, м.;

$H_{эцн}$ – развиваемый напор ЭЦН при номинальной подаче (паспортный), м.

1.14.5. Необходимый напор УЭЦН рассчитывается в зависимости от уровня жидкости в затрубном пространстве скважины:

$$H_н = H_д + (P_б - P_з) * 10, \text{ без учёта удлинения на глубине Нд} \qquad (17)$$

где:

$H_д$ – уровень жидкости в затрубном пространстве скважины, м.;

$P_б$ – давление на буфере скважины, ат.;

$P_з$ – давление в затрубном пространстве скважины, ат.

1.14.6. В процессе дальнейшего вывода необходимо обязательно контролировать уровень КВЧ и периодически определять истинный Нд и соотносить развиваемый установкой напор с имеющейся на ЭЦН Q-H-характеристикой.

1.14.7. В дальнейшем в процессе ВНР необходимо производить увеличение частоты до планируемой (расчётной) частоты, определённой при подборе УЭЦН к данной скважине. Критерием операции является:

1.14.8. В случае снижения динамического уровня необходимо повышать частоту питающего напряжения до планируемой частоты. Темп увеличения частоты определяется отсутствием срыва подачи по напору;

1.14.9. В случае если после выхода на планируемую частоту динамический уровень будет продолжать снижаться и произойдёт срыв подачи, необходимо произвести остановку УЭЦН и произвести замер восстановления уровня жидкости в затрубном пространстве и произвести расчёт притока из пласта. По результатам расчёта притока из пласта технолог ЦДНГ принимает решение о произведении 2-3 откачек до срыва подачи (процесс дренирования пласта), либо о переводе работы ЭЦН в периодический режим эксплуатации.

1.14.10. В случае если динамический уровень остаётся неизменным, либо начинает расти, необходимо повышать рабочую частоту до выхода на целевые параметры.

1.14.11. При достижении планируемой частоты необходимо производить дальнейший контроль Нд.

1.14.12. В случае стабилизации или небольшом росте уровня можно считать УЭЦН выведенным в режим и соответственно необходимо настроить защиты на СУ.

1.15. Заключительный этап вывода скважины на режим

1.15.1. Скважина считается вышедшей на режим, если дебит и динамический уровень стабильный, а объем жидкости отобранный из скважины равен двум объёмам её обсадной колонны, но не менее 2-х объёмов использованной при ремонте жидкости глушения. Подтверждение установившегося режима работы и контрольную проверку выполняют совместно представители ЦДНГ и ЭПУС.

1.15.2. Время самозапуска СУ устанавливается согласно утверждённой карте запусков скважин, согласованной представителями ДО, ЭПУС и Энергонефть.

1.15.3. При выставлении времени самозапуска необходимо учитывать время слива столба жидкости из НКТ (при негерметичном обратном клапане или его отсутствии для СУ, не фиксирующих частоту турбинного вращения).

1.15.4. Уставки защит и настройки времени АПВ выполняются согласно **Приложению 10**.

По окончании вывода скважины на режим заполненные ЭП и карта ВНР передаются в технологическую службу ЦДНГ.

1.15.5. Все документы хранятся в архиве ЦДНГ до отказа УЭЦН и передачи в ремонт.

5 Мониторинг работающего фонда УЭЦН

5.1. В процессе эксплуатации скважины, оборудованной УЭЦН, необходимо:

- производить контроль и замер параметров работы УЭЦН согласно Приложению 10;
- не менее чем один раз в месяц, а также при обнаружении изменения режима работы скважины с УЭЦН (снижение потенциальных свойств пласта, увеличение ГФ и т.д.), электромонтёр ЭПУС, совместно с оператором или технологом ЦДНГ

производит проверку и корректировку настройки защит в СУ. О выполненных корректировках делается запись в ЭП, во вкладыше СУ и в рабочем журнале;

- не менее одного раза в год необходимо проводить ППР наземного электрооборудования (СУ, ТМПН, наземная кабельная обвязка, ШСВГ), на основании утверждённого графика ППР, производственным подразделением ДО и БПО ЭПУС;
- для снижения потерь в добыче нефти при производстве ППР на скважинах, эксплуатируемых с УЭЦН, необходимо корректировать график проведения работ с учётом плановых отключений электроэнергии, замене НЭО, технологических простоях скважин и т.д.;
- при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, с осложнёнными условиями (вынос КВЧ, коррозия, отложение соли или парафина), необходимо проводить профилактические мероприятия по очистке и защите погружного оборудования от механических примесей, соли или парафина, предотвращению коррозии.

5.2. Для контроля параметров и планирования корректирующих мероприятий необходимо использовать ИС "ЭРА.Мехфонд", подсистему «Оперативный контроль скважин».

6 Технология проведения работ при аварийных остановках УЭЦН и нештатных режимах работы

6.1. Отключение УЭЦН защитой контроля изоляции ПКИ

- Необходимо проверить исправность и функционирование защиты контроля изоляции, ЗП, ЗСП, определить наличие/отсутствие турбинного вращения.
- Необходимо тщательно осмотреть наземный участок кабеля от устья скважины до ШСВГ\СУ (особенно отрезки, на которых снята броня) и определить наличие механических повреждений, проверить состояние сальника кабельного ввода устьевой арматуры скважины. Далее, необходимо отсоединить концы кабеля погружной установки от ШСВГ, протереть насухо и зачистить поверхность токоведущих жил погружного кабеля, замерить мегомметром сопротивление изоляции системы «кабель - ПЭД» и «СУ - ШСВГ» и определить наличие «звезды» системы «кабель - ПЭД».
- При отсутствии замечаний (наличие «звезды» системы «кабель - ПЭД», изоляции системы «кабель-ПЭД» и «СУ-ШСВГ» выше 5 МОм, отсутствие оплавления и механических повреждений наземного кабеля) необходимо произвести повторный запуск УЭЦН.
- При выявлении замечаний (отсутствие «звезды», изоляция системы «кабель - ПЭД» и «СУ - ШСВГ» ниже 5 МОм, оплавления и механические повреждения кабеля на поверхности) необходимо поставить в известность технологическую службу ЦДНГ. Подробно записать результаты проведённой работы в ЭП и журнал выполнения заявок.
- Решение о запуске УЭЦН с отключённой защитой ПКИ принимает ведущий технолог ЦДНГ по согласованию с технологическим отделом по работе с внутрискважинным оборудованием и технологами ЭПУС. Об этом в эксплуатационном паспорте делается запись с указанием лица, который дал разрешение на запуск.
- Запрещается запускать без ПКИ УЭЦН с наработкой менее 30 суток укомплектованных новыми ПЭД.

Запуск УЭЦН с отключённым ПКИ без представителя ЭПУС запрещён.

- Для этого на СУ вывешивается табличка «Работает без ПКИ - запускать только персоналу ЭПУС», подобная запись должна быть занесена в ЭП установки. В случае, если УЭЦН с отключённым ПКИ при запуске не разворачивается, (большая токовая нагрузка или дисбаланс токов, срабатывает защита СУ), повторно этот УЭЦН запускать нельзя, и если отсутствуют другие причины повышения нагрузки, установку необходимо извлечь из скважины для ремонта. Чёткое выполнение этих условий не вызовет аварийного прогара узлов УЭЦН, эксплуатационной колонны и повреждения другого скважинного оборудования.
- При отсутствии «звезды» необходимо, как и в случае снижения изоляции, убедиться, что обрыв произошёл не на поверхности, определить расстояние места повреждения «локатором» и поднимать УЭЦН из скважины. Высоковольтным фазометром проверить порядок чередования фаз в ШСВГ и соответствие фазировочных меток погружного кабеля. В случае, если после проведения вышеуказанных действий восстановить работоспособность погружного оборудования не удалось, установку необходимо извлечь из скважины для ремонта.

6.2. Отключение УЭЦН защитой от перегрузки ЗП

- Работы по расклиниванию проводить в обязательном присутствии представителя ЭПУС, представителя Энергонефть, представителя ЦДНГ.
- Необходимо проверить исправность и функционирование защиты контроля изоляции, ЗП, ЗСП, определить наличие/отсутствие турбинного вращения.
- Необходимо проверить напряжение питания по фазам на низкой и высокой стороне трансформатора ТМПН.
- Отсоединить концы кабеля погружной установки от ШСВГ. Протереть насухо и зачистить поверхность токоведущих жил погружного кабеля. Замерить мегомметром сопротивление изоляции системы «Кабель - ПЭД» и «СУ - ШСВГ». Стандартным низковольтным тестером определить наличие «звезды». Замер наличия «звезды» мегомметром не допускается, т.к. даёт ошибки в определении целостности цепи.
- Визуально проверить состояние кабеля от ШСВГ до устья (оплавление, механические повреждения).
- При отсутствии замечаний (наличие «звезды» системы «кабель - ПЭД», изоляции системы «кабель - ПЭД» и «СУ - ШСВГ» выше 5 МОм, отсутствие оплавления и механических повреждений наземного кабеля), провести запуск установки.

6.2.1. При удачном запуске проверить:

- токи по фазам токовыми клещами на высокой и низкой стороне ТМПН;
- соответствие показаний амперметра или контроллера СУ, при необходимости произвести корректировку показаний;
- режим работы УЭЦН. Возможно изменение параметров подачи, динамического уровня, рост обводнённости.

6.2.2. При заклинивании УЭЦН, рекомендуется следующий порядок действий:

- произвести попытку запуска на повышенном напряжении на ТМПН (отпайкой на одну - две ступени) со сменой вращения УЭЦН (по согласованию с ЭПУС). После снижения токовой нагрузки, величину выходного напряжения ТМПН следует уменьшить до оптимальной. Работа на повышенном напряжении не более 1 часа;
- при не развороте рекомендуется произвести промывку ЭЦН агрегатом через затруб при закрытой перепускной задвижке затруба в линию. Также

возможна промывка непосредственно в НКТ, если в компоновке УЭЦН отсутствует обратный клапан. Во время промывки в затрубное пространство запустить УЭЦН в работу (возможно на повышенном напряжении). Если ранее наблюдалось отложение солей, рекомендуется произвести СКО насоса, с обязательной тщательной последующей промывкой скважины от кислотных остатков. Предварительно необходимо убедиться в наличии циркуляции через УЭЦН. Порядок проведения технологических операций (холодные и горячие обработки скважин, СКО) осуществляется на основании действующих методик и регламентов, утверждённых в ДО или Компании;

- при наличии циркуляции жидкости через УЭЦН, если не удаётся сорвать «клин», допускается замена СУ с ЧРП на СУ с прямым (реверсивным) пуском.

6.2.3. При развороте УЭЦН на обратном вращении:

- оставить установку в работе на 10-20 минут и только после этого вернуться к нормальному напряжению и вращению.
- При наличии ТМС во время работы УЭЦН на обратном вращении необходимо непрерывно следить за показанием температуры.
- В случае резкого повышения температуры допускается работа на обратном вращении менее 10 минут.

При запуске УЭЦН после срабатывания защиты станции управления ЗП, решение о возможности и времени работы погружного оборудования с рабочим током, превышающим номинальное значение, принимает представитель ЭПУС.

Работа двигателя с нагрузкой более 150% от номинала не допускается.

6.2.4. Все работы по запуску УЭЦН после срабатывания защиты ЗП станции управления необходимо отражать в ЭП.

6.3. Отключение УЭЦН защитой от срыва подачи ЗСП

6.3.1. Электромонтёру ЭПУС необходимо:

- проверить исправность и функционирование защиты ЗСП без нагрузки;
- проверить напряжение питания по фазам на низкой и высокой стороне трансформатора ТМПН, токи по фазам токовыми клещами на высокой и низкой стороне ТМПН. Дисбаланс напряжений не должен превышать 10 %, по току – 15 %;
- проверить на соответствие показания амперметра или контроллера СУ, при необходимости произвести корректировку показаний;
- снять с БСИ СУ параметры работы УЭЦН перед остановкой, проанализировать (совместно с технологической службой ЦДНГ) параметры работы УЭЦН до остановки.

6.3.2. Оператору ДНГ необходимо:

- произвести проверку исправности АГЗУ, замерить подачу жидкости из скважины в течение не менее 1 часа с одновременным измерением изменения динамического уровня в затрубе, буферное и затрубное давление, тока нагрузки по фазам и напряжения;
- совместно с электромонтёром ЭПУ проверить давление, развиваемое насосом при закрытой задвижке на выкидной линии. Не допускается превышение давления в НКТ больше 40 ат.;
- результаты измерений проверить на соответствие паспортной напорной (зависимость Q-H) характеристике данного типоразмера УЭЦН.

6.3.3. При несоответствии произвести проверку лифта НКТ на герметичность согласно плану работ по опрессовке лифта НКТ, составленному ведущим технологом ЦДНГ.

6.3.4. Проверить колонну НКТ на наличие отложения парафина (в скважинах осложнённых АСПО) спуском шаблона (скребка) в НКТ.

6.3.5. После проведения работ по определению причин отключения защиты ЗСП представитель ЭПУС производит считывание архива данных контроллера СУ.

6.4. Отсутствие или снижение подачи

6.4.1. При отсутствии или снижении подачи необходимо проверить:

- уровень жидкости в затрубном пространстве скважине;
- устьевую арматуру и выкидной коллектор на наличие прохода;
- исправность АГЗУ;
- напряжение и ток в каждой фазе линии питающей ПЭД;
- проверить давление, развиваемое УЭЦН при закрытой задвижке. Не допускается превышение давления в НКТ больше 40 ат. Обязательным условием является наличие радиосвязи у участников, проводимых опрессовку для оперативной остановки УЭЦН, при возникновении внештатной ситуации. Опрессовку не рекомендуется проводить на УЭЦН с подачей более 80 $м^3$/сут. Результаты измерений проверить на соответствие паспортной характеристике (Q-H) данного типоразмера УЭЦН. При несоответствии (Q-H), произвести проверку лифта на циркуляцию и герметичность с помощью агрегата ЦА-320 (при этом необходимо учитывать, что обратный клапан УЭЦН не гарантирует полной герметичности лифта и может пропускать небольшое количество жидкости);
- соответствие скорости подъёма жидкости по колонне НКТ объёму номинальной подачи УЭЦН. Если по мере увеличения давления в НКТ скорость подъёма снижается до полной остановки уровня, а в кольцевом пространстве уровень и давление увеличиваются при рабочей нагрузке ПЭД, то возможна не герметичность лифта.

6.4.2. Если выявлена не герметичность лифта или непрохождение жидкости через трубное пространство, то после подъёма УЭЦН из скважины, спуск новой установки производить только после ревизии колонны НКТ.

6.4.3. В случае если колонна НКТ герметична, производится анализ предыдущих осложнений и работы скважины на наличие механических примесей, АСПО и солей по лабораторным пробам или по результатам разборов предыдущих установок на устье и БПО ЭПУС.

6.4.4. Снижение подачи более 20% (по технологическим причинам) от номинальных (паспортных) характеристик УЭЦН считается аварийной ситуацией. Длительная работа на таких режимах работы запрещена и требует безотлагательного проведения комплекса технологических мероприятий, согласно действующим регламентам, утверждённым в ДО и Компании. При этом разрабатывается и проводится комплекс мероприятий по восстановлению подачи УЭЦН:

- разрядка лифта НКТ в случае подозрения на загазованность насоса;
- промывка рабочих органов УЭЦН горячей нефтью (температура не более 80°С);
- для удаления механических примесей из УЭЦН – прямая, обратная или комплексная промывка УЭЦН технологическими жидкостями (в зависимости от наличия обратного клапана на выкиде УЭЦН):

- объём жидкости для проведения обратной промывки равен:

  Vпромывки = Vзатр + 2Vнкт, где (18)

  Vзатр – объём затрубного пространства до приёма насоса, $м^3$;

  Vнкт – внутренний объём НКТ, $м^3$;

- объём жидкости для проведения прямой промывки равен:

  Vпромывки = 2Vнкт; (19)

- СКО с добавлением ингибитора коррозии с последующей промывкой водой и др.;
- в случае если описные выше пункты не дают результата, производится смена погружного оборудования.

6.4.5. При условии негерметичности лифта, в наряд-заказе следует сделать запись: «Сбивной клапан не сбивать! Произвести обратное глушение (в затрубное пространство) и подъем УЭЦН до появления уровня жидкости в колонне НКТ!».

7 Подбор скважин для увеличения частоты

7.1. Общие правила

Процесс подбора скважины для увеличения частоты носит комплексный характер. В равной степени должны быть учтены потенциальные возможности скважины и УЭЦН, условия эксплуатации, запасы по мощности НЭО и кабельных линий.

Любое отклонение от указанных в методических указаниях ограничений может привести к неэффективному увеличению частоты: отсутствие прироста, частым текущим остановкам скважины, преждевременному отказу УЭЦН и НЭО, повышенному расходу электроэнергии.

Система «ЭРА.Мехфонд» на данных оперативных замеров производит автоматический подбор кандидатов на оптимизацию по технологическим критериям:

- недостижение целевого забойного давления;
- повышенный коэффициент деградации характеристик ЭЦН;
- повышенный УРЭ.

Подобранные скважины-кандидаты на оптимизацию поступают технологу на согласование через подсистему «Кандидаты на оптимизацию». В том случаем, если существует причина, по которой согласовать предлагаемый режим работы скважины и оборудования невозможно, то данная причина должна быть указана технологом в системе.

7.2. Дебит скважины

Необходимо убедиться в корректности замера дебита, при необходимости произвести ревизию АГЗУ. После определения корректности замера необходимо определить соответствие дебита характеристике ЭЦН с учётом текущей частоты и обводнённости. Дебит должен находиться в рабочей зоне ЭЦН, рекомендованной заводом-изготовителем погружного оборудования (в исключительных случаях для УЭЦН компрессионного исполнения – в левой границе и за ней).

Изменение частоты допускается только в том случае, если рабочая точка насоса не выходит за пределы рабочей зоны напорно-расходной характеристики на рассматриваемой частоте. В противном случае это может привести к снижению напора и резкому повышению потребляемой мощности, а также к интенсивному износу рабочих органов.

7.3. Динамический уровень

Необходимо убедиться в корректности динамического уровня. При необходимости произвести ревизию обратного клапана. Провести отжим пены методом газосодержания (МГС) для оценки истинного динамического уровня.

При принятии решения об увеличении частоты, минимальный столб жидкости над УЭЦН и при наличии ТМС минимальное давление на приёме насоса, определяется геолого-технологической службой.

7.4. Обводнённость и КВЧ

Необходимо определиться в корректности обводнённости добываемой продукции.

Вынос КВЧ для УЭЦН не должен превышать значения, регламентированного заводом изготовителем для данного ЭЦН. Рекомендуемое значение максимального КВЧ при увеличении частоты составляет 300 мг/л. При этом необходимо иметь не менее двух проб на КВЧ и Н2О (в течение последней недели).

При увеличении частоты получаем определённый прирост добычи нефти в зависимости от общего дебита и обводнённости скважины.

Прирост по нефти мы определяем по формуле (20):

$$\Delta Q_{ож.н} = ((Q_{ж.тек}*\rho*(100 - B)/100)*F_{ож}/F_{тек} - Q_{ж.тек}*\rho*(100 - B)/100), \qquad (20)$$

где:

$\Delta Q_{ож.н}$ – ожидаемый прирост по нефти, т/сут;

$Q_{ж.тек}$ – текущий дебит по жидкости, м^3/сут;

ρ – плотность нефти, г/см^3;

B – обводнённость, %;

$F_{ож}$ – ожидаемая частота, Гц;

$F_{тек}$ – текущая частота, Гц.

Если после увеличения частоты, в течение суток, прирост по дебиту отсутствует, необходимо снизить частоту до начальной, при обязательном условии отсутствия снижения дебита при снижении частоты.

7.5. Ограничения при выборе скважин-кандидатов

7.5.1 Анализ истории эксплуатации скважины

Необходимо рассмотреть ранее проводимые мероприятия со скважиной, причины отказов (солеотложения, клин, нет подачи, R=0 и т.д.) и наработки предыдущих установок, если скважина из ЧРФ, причём все отказы произошли по техническим причинам (вынос механических примесей, солеотложения, высокая температура пласта и др.), то увеличение частоты на данных скважинах не производить.

7.5.2 Ограничения по условиям эксплуатации УЭЦН

Если во время эксплуатации в течение месяца перед началом увеличения частоты происходили остановки по ЗП, подклинки (кратковременное увеличение токов по диаграмме с БСИ СУ до номинальных), то увеличение частоты на скважине не производить.

Рабочий ток должен быть меньше номинального тока на величину не менее 10 %, в противном случае увеличение частоты не производить.

Если происходили остановки по ЗСП, то необходимо определить причину (снять токовую диаграмму, историю с СУ, ЧРП), возможно, имеет место прорывы газа. В данном случае увеличение частоты не производить.

Если, в процессе эксплуатации на скважине выявлено снижение изоляции ниже

1 МОм, либо при наличии погружного датчика пропали показания (при изоляции меньше 1 МОм) и выявлены утечки, увеличение частоты не производить.

Необходимо определить фактический дисбаланс токов, замерив клещами токи по фазам. На СУ и ЧРП, отражаемые токи на дисплее могут не соответствовать фактическим показаниям. В случае несоответствия полученных значений показаниям на контроллере СУ, произвести калибровку приборов СУ.

При текущей наработке УЭЦН более 500 суток, увеличение частоты без значительного прироста (более 10 % от текущего дебита нефти) не производить.

Вибрация должна быть допустимой для каждого конкретного комплекта УЭЦН. В случае если вибрация выше, произвести снижение частоты.

Температура ПЭД (обмоток статора) свыше допустимой для каждого конкретного комплекта спущенного оборудования (допустимое значение определяется исполнением насоса, ПЭД, гидрозащиты и кабеля) свидетельствует о недостаточном охлаждении ПЭД. Необходимо определить причину повышения температуры ПЭД. Возможными причинами повышения температуры могут быть: недостаточный приток из пласта, недостаточный напор УЭЦН при текущей частоте, неправильное направление вращения валов УЭЦН, не герметичность лифта НКТ, несоответствие отпайки напряжения оптимальной. После определения причины роста температуры ПЭД необходимо её устранить.

7.5.3 Ограничения по оборудованию

При увеличении частоты необходимо учесть пропускную способность НКТ и системы нефтесбора. Расчёт потерь при движении жидкости по НКТ можно выполнить по программам для подбора УЭЦН используемым в ДО.

При повышении частоты нагрузка на вал возрастает по мере роста потребляемой мощности. При выборе погружного двигателя необходимо соблюдать условие не превышения допустимой максимальной мощности передаваемой валом гидрозащиты и ЭЦН.

Методика расчёта максимальной допустимой частоты, исходя из прочности вала ЭЦН, приведена в М-01.02.01.02.01-02.

Наличие в перекачиваемой жидкости механических примесей увеличивает риск заклинивания.

7.5.4 Ограничения ПЭД

Потребляемая мощность ЭЦН при ожидаемой частоте:

$$\mathbf{N_{ЭЦН} = (F_{ОЖ}/50)^3 * N_{ЭЦН50}}, \qquad (21)$$

где:

$\mathbf{F_{ОЖ}}$ – расчётная ожидаемая частота, Гц;

$\mathbf{N_{ЭЦН}}$ – потребляемая мощность ЭЦН при ожидаемой частоте, кВт;

$\mathbf{N_{ЭЦН50}}$ – номинальная мощность ЭЦН на 50 Гц (согласно таблице комплектации), кВт.

Мощность двигателя при ожидаемой частоте:

$$\mathbf{N_{ПЭД} = (F_{ОЖ}/50) * N_{ном.ПЭД}}, \qquad (22)$$

где:

$\mathbf{N_{ном.ПЭД}}$ – номинальная мощность ПЭД, кВт.

Необходимо убедиться, что при частоте Fож мощность двигателя не меньше, чем мощность насоса:

$$N_{пэд} \geq N_{эцн}, \quad (23)$$

7.5.5 Ограничение по КТПН

Загрузка КТПН в % определяется по формуле:

$$Загрузка = J_{\Sigma}*100/(P_{ктпн}/1.445), \quad (24)$$

где:

J_{Σ} – суммарная загрузка автоматов в КТПН (замеряется ампер клещами), А;

$P_{ктпн}$ – мощность КТПН, кВА.

С целью недопущения перегруза КТПН и его нестабильной работы, увеличение частоты на скважинах необходимо согласовать с Энергонефть.

7.5.6 Ограничение по мощности ЧРП

Подбор ЧРП производится в зависимости от потребляемой мощности ПЭД при заданной частоте согласно ТУ завода-изготовителя.

7.5.7 Ограничение по ТМПН

Методика расчёта необходимой мощности и напряжения на выходе ТМПН описана в М-01.02.01.02.01-02.

В случае если напряжения, соответствующего максимальной отпайке трансформатора недостаточно, увеличение частоты с данным трансформатором не производить.

8 Работа с часто ремонтируемым фондом скважин (ЧРФ)

При эксплуатации погружного оборудования в скважине, на него действует множество факторов отрицательно влияющих на наработку оборудования. Снижение наработки на отказ вызывает необходимость проведения работ, направленных на предупреждение роста часто ремонтируемого фонда (ЧРФ).

ЧРФ – это фонд скважин, имеющих три и более отказа за скользящий год, в т.ч. на ВНР, вне зависимости от наработки.

Ежемесячно формируется список скважин ЧРФ, проводится анализ их работы и причин выхода из строя погружного оборудования.

По каждой скважине производится анализ осложняющих факторов, влияющих на работу погружного оборудования. При анализе учитывается:

- шахматка и технологический режим работы скважины;
- текущая и накопленная компенсация на участке месторождения, дренируемом скважиной;
- результаты демонтажа погружного оборудования на устье;
- результаты разборов погружного оборудования в БПО ЭПУС;
- динамика отказов, в зависимости от причин по результатам проведённых разборов на совещании по отказам УЭЦН;
- перечень работ, проведённых на скважине, включая работы с привлечением бригад ТКРС;
- результаты ранее выполненных мероприятий, направленных на увеличение наработки на отказ.

Мероприятия разрабатываются в нескольких направлениях:

а) мероприятия, выполнение которых возможно при проведении ремонта скважины:

- мероприятия, осуществляемые силами ТКРС;

- мероприятия, осуществляемые силами БПО ЭПУС;
- мероприятия, осуществляемые другими подрядчиками при ремонте скважины;
- мероприятия, осуществляемые силами ДО.

б) мероприятия, выполнение которых не требует проведения подъёма погружного оборудования:

- мероприятия, осуществляемые силами ДО;
- мероприятия, осуществляемые силами подрядных организаций.

При подземном ремонте скважины фонда ЧРФ запрещается производить замену оборудования без обязательных дополнительных мероприятий, указанных в наряд-заказе на ремонт скважины.

9 Работа с часто останавливающимся фондом скважин (ЧОС)

Осложнённые скважины, остановившиеся по причине срабатывания защит в СУ три и более раз за скользящий месяц, относятся к часто останавливающемуся фонду.

9.1. При выявлении отклонений в работе скважин ведущим технологом цеха оперативно принимаются меры для предотвращений осложнений: корректировке защит и проведении комплексных мероприятий для сокращения аварийных остановок УЭЦН.

9.2. Важная часть работы состоит в предотвращении остановок при мониторинге фонда скважин и анализе информации.

9.3. По фонду ЧОС не менее одного раза в две недели снимается и анализируется информация с БСИ.

9.4. При частых остановках по ЗСП необходимо:

- при подтверждении соответствия характеристики скважины характеристике насоса и соответствия напорных характеристик УЭЦН паспортным, произвести корректировку защиты ЗСП;
- при подтверждении несоответствия характеристики скважины характеристике насоса, рассмотреть перевод УЭЦН в периодический режим работы;
- при выявлении несоответствия напорных характеристик УЭЦН паспортным, на основании имеющихся данных, ведущий технолог выявляет причину осложнения в работе насоса и разрабатывает мероприятия для их устранения.

9.5. При частых остановках по ЗП необходимо:

- выявить причину остановки (повышенное содержание КВЧ, интенсивное солеотложение, износ оборудования);
- разработать комплексные мероприятия для устранения причин остановок.

9.6. При частых остановках по температуре:

- произвести анализ работоспособности ТМС (неисправность ТМС очевидна при резких изменениях на графике интерпретированных данных с БСИ, временном отсутствии данных). Проверить наземный ТМСН в СУ имитатором ТМСН. При выявлении неисправности ТМС, отключить защиту по температуре на приёме насоса;
- при подтверждении исправности ТМС, выявить причину нагрева ПЭД выше предельных температур установленных производителем.

9.7. Возможными причинами перегрева ПЭД могут быть:

- срыв подачи при загазованности насоса;
- недостаточный приток из пласта;
- отложение на ПЭД солевой корки;
- негерметичность НКТ;
- ошибка при расчёте выходного напряжения ТМПН;
- увеличение токовых характеристик ввиду засорения УЭЦН механическими примесями или износа рабочих органов.

9.8. При частых остановках по давлению на приёме насоса:

- произвести анализ работоспособности ТМС (неисправность ТМС очевидна при резких изменениях на графике интерпретированных данных с БСИ, временном отсутствии данных). Проверить наземный ТМСН в СУ имитатором ТМСН. При выявлении неисправности ТМС отключить защиту по давлению на приёме насоса;
- при подтверждении исправности ТМС, возможными причинами снижения давления на приёме (несоответствие характеристики скважины характеристике насоса) может быть:
- неправильный подбор УЭЦН;
- снижение притока из пласта.

9.9. При данных осложнениях рассмотреть перевод УЭЦН в периодический режим работы до замены.

Приложение 1

Значения потерь напряжения на 100 метров кабельной линии, В

Таблица 1.1

Сечение жил 3х16										
Температура, °С	Сила тока, А									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	60
30	2,1	3,1	4,2	5,3	6,4	7,5	8,7	10,0	11,2	13,9
40	2,2	3,3	4,4	5,5	6,6	7,8	9,1	10,3	11,6	14,4
50	2,2	3,4	4,5	5,7	6,9	8,1	9,4	10,7	12,0	14,9
60	2,3	3,5	4,7	5,9	7,1	8,4	9,7	11,0	12,4	15,4
70	2,4	3,6	4,8	6,1	7,4	8,7	10,0	11,4	12,8	15,8
80	2,5	3,7	5,0	6,3	7,6	8,9	10,3	11,7	13,2	16,3
90	2,6	3,8	5,2	6,5	7,8	9,2	10,6	12,1	13,6	16,8
100	2,6	4,0	5,3	6,7	8,1	9,5	11,0	12,5	14,0	17,3

Сечение жил 3х25										
Температура, °С	Сила тока, А									
	40	45	50	55	60	65	70	75	80	90
30	5,5	6,2	7,0	7,8	8,6	9,4	10,3	11,1	12,1	14,0
40	5,7	6,5	7,2	8,0	8,9	9,7	10,6	11,5	12,5	14,5
50	5,9	6,7	7,5	8,3	9,2	10,1	11,0	11,9	12,9	14,9
60	6,1	6,9	7,8	8,6	9,5	10,4	11,3	12,3	13,3	15,4
70	6,3	7,1	8,0	8,9	9,8	10,7	11,7	12,7	13,7	15,8
80	6,5	7,4	8,3	9,2	10,1	11,1	12,0	13,1	14,1	16,3
90	6,7	7,6	8,5	9,4	10,4	11,4	12,4	13,4	14,5	16,8
100	6,9	7,8	8,8	9,7	10,7	11,7	12,8	13,8	14,9	17,2

Сечение жил 3х35										
Температура, °С	Сила тока, А									
	50	55	60	65	70	75	80	85	90	100
30	4,9	5,5	6,0	6,6	7,1	7,7	8,3	8,9	9,6	10,9
40	5,1	5,7	6,2	6,8	7,4	8,0	8,6	9,3	9,9	11,3
50	5,3	5,9	6,4	7,0	7,6	8,3	8,9	9,6	10,2	11,7
60	5,5	6,1	6,7	7,3	7,9	8,5	9,2	9,9	10,6	12,0
70	5,6	6,3	6,9	7,5	8,1	8,8	9,5	10,2	10,9	12,4
80	5,8	6,5	7,1	7,7	8,4	9,1	9,8	10,5	11,2	12,7
90	6,0	6,7	7,3	8,0	8,7	9,4	10,1	10,8	11,6	13,1
100	6,2	6,9	7,5	8,2	8,9	9,6	10,4	11,1	11,9	13,5

Приложение 2

Ожидаемое время появления подачи после запуска УЭЦН, минуты

Таблица 2.1

Номинальная подача УЭЦН		м³/сут	10	20	30	35	50	80	125	160	200	250	400	500
		л/мин	6,9	13,9	20,8	24,3	34,7	55,6	86,8	111,1	138,9	173,6	277,8	347,2
Н стат., метров	100	НКТ 60 мм	28,6	14,3	9,5	8,2	5,7	3,6	2,3	1,8	1,4	1,1	0,7	0,6
	150		42,9	21,5	14,3	12,3	8,6	5,4	3,4	2,7	2,1	1,7	1,1	0,9
	200		57,2	28,6	19,1	16,4	11,4	7,2	4,6	3,6	2,9	2,3	1,4	1,1
	250		71,5	35,8	23,8	20,4	14,3	8,9	5,7	4,5	3,6	2,9	1,8	1,4
	300		85,8	42,9	28,6	24,5	17,2	10,7	6,9	5,4	4,3	3,4	2,1	1,7
	400		114,5	57,2	38,2	32,7	22,9	14,3	9,2	7,2	5,7	4,6	2,9	2,3
	500		143,1	71,5	47,7	40,9	28,6	17,9	11,4	8,9	7,2	5,7	3,6	2,9
	600		171,7	85,8	57,2	49,1	34,3	21,5	13,7	10,7	8,6	6,9	4,3	3,4
	650		186,0	93,0	62,0	53,1	37,2	23,2	14,9	11,6	9,3	7,4	4,6	3,7
	700		200,3	100,2	66,8	57,2	40,1	25,0	16,0	12,5	10,0	8,0	5,0	4,0
	800		228,9	114,5	76,3	65,4	45,8	28,6	18,3	14,3	11,4	9,2	5,7	4,6
	850		243,2	121,6	81,1	69,5	48,6	30,4	19,5	15,2	12,2	9,7	6,1	4,9
	900		257,5	128,8	85,8	73,6	51,5	32,2	20,6	16,1	12,9	10,3	6,4	5,2
	1000		286,1	143,1	95,4	81,8	57,2	35,8	22,9	17,9	14,3	11,4	7,2	5,7
	1100		314,8	157,4	104,9	89,9	63,0	39,3	25,2	19,7	15,7	12,6	7,9	6,3
	1200		343,4	171,7	114,5	98,1	68,7	42,9	27,5	21,5	17,2	13,7	8,6	6,9
	1300		372,0	186,0	124,0	106,3	74,4	46,5	29,8	23,2	18,6	14,9	9,3	7,4
Н стат., метров	100	НКТ 73 мм	43,5	21,7	14,5	12,4	8,7	5,4	3,5	2,7	2,2	1,7	1,1	0,9
	150		65,2	32,6	21,7	18,6	13,0	8,2	5,2	4,1	3,3	2,6	1,6	1,3
	200		86,9	43,5	29,0	24,8	17,4	10,9	7,0	5,4	4,3	3,5	2,2	1,7
	300		130,4	65,2	43,5	37,3	26,1	16,3	10,4	8,2	6,5	5,2	3,3	2,6
	400		173,9	86,9	58,0	49,7	34,8	21,7	13,9	10,9	8,7	7,0	4,3	3,5
	450		195,6	97,8	65,2	55,9	39,1	24,5	15,7	12,2	9,8	7,8	4,9	3,9
	500		217,4	108,7	72,5	62,1	43,5	27,2	17,4	13,6	10,9	8,7	5,4	4,3
	550		239,1	119,6	79,7	68,3	47,8	29,9	19,1	14,9	12,0	9,6	6,0	4,8
	600		260,8	130,4	86,9	74,5	52,2	32,6	20,9	16,3	13,0	10,4	6,5	5,2
	700		304,3	152,2	101,4	86,9	60,9	38,0	24,3	19,0	15,2	12,2	7,6	6,1
	800		347,8	173,9	115,9	99,4	69,6	43,5	27,8	21,7	17,4	13,9	8,7	7,0
	850		369,5	184,8	123,2	105,6	73,9	46,2	29,6	23,1	18,5	14,8	9,2	7,4
	900		391,3	195,6	130,4	111,8	78,3	48,9	31,3	24,5	19,6	15,7	9,8	7,8
	1000		434,7	217,4	144,9	124,2	86,9	54,3	34,8	27,2	21,7	17,4	10,9	8,7
	1100		478,2	239,1	159,4	136,6	95,6	59,8	38,3	29,9	23,9	19,1	12,0	9,6
	1200		521,7	260,8	173,9	149,1	104,3	65,2	41,7	32,6	26,1	20,9	13,0	10,4
	1300		565,2	282,6	188,4	161,5	113,0	70,6	45,2	35,3	28,3	22,6	14,1	11,3
Н стат., метров	100	НКТ 89 мм	65,2	32,6	21,7	18,6	13,0	8,1	5,2	4,1	3,3	2,6	1,6	1,3
	150		97,7	48,9	32,6	27,9	19,5	12,2	7,8	6,1	4,9	3,9	2,4	2,0
	200		130,3	65,2	43,4	37,2	26,1	16,3	10,4	8,1	6,5	5,2	3,3	2,6
	300		195,5	97,7	65,2	55,8	39,1	24,4	15,6	12,2	9,8	7,8	4,9	3,9
	400		260,6	130,3	86,9	74,5	52,1	32,6	20,8	16,3	13,0	10,4	6,5	5,2
	500		325,8	162,9	108,6	93,1	65,2	40,7	26,1	20,4	16,3	13,0	8,1	6,5
	600		390,9	195,5	130,3	111,7	78,2	48,9	31,3	24,4	19,5	15,6	9,8	7,8
	700		456,1	228,0	152,0	130,3	91,2	57,0	36,5	28,5	22,8	18,2	11,4	9,1
	800		521,2	260,6	173,7	148,9	104,2	65,2	41,7	32,6	26,1	20,8	13,0	10,4
	900		586,4	293,2	195,5	167,5	117,3	73,3	46,9	36,6	29,3	23,5	14,7	11,7
	1000		651,5	325,8	217,2	186,2	130,3	81,4	52,1	40,7	32,6	26,1	16,3	13,0
	1100		716,7	358,3	238,9	204,8	143,3	89,6	57,3	44,8	35,8	28,7	17,9	14,3
	1200		781,8	390,9	260,6	223,4	156,4	97,7	62,5	48,9	39,1	31,3	19,5	15,6
	1300		847,0	423,5	282,3	242,0	169,4	105,9	67,8	52,9	42,3	33,9	21,2	16,9

Далее на каждые 100 м статического уровня добавлять значение первой строки (соответствующее 100 метрам Н стат.).

Приложение 3

Снижение динамического уровня в скважине с D эксплуатационной колонны 139,7 мм в зависимости от типа УЭЦН и диаметра НКТ, метры

Таблица 3.1

Тип ЭЦН	5 минут			10 минут			20 минут			60 минут		
	НКТ 60	НКТ 73	НКТ 89	НКТ 60	НКТ 73	НКТ 89	НКТ 60	НКТ 73	НКТ 89	НКТ 60	НКТ 73	НКТ 89
10	4	5	6	7	9	12	15	18	24	44	53	71
20	7	9	12	15	18	24	30	37	48	91	107	145
30	11	13	18	23	27	36	45	53	72	136	160	215
35	13	16	21	26	31	42	53	62	84	158	187	252
50	19	22	30	38	44	60	75	89	121	226	267	362
80	30	36	48	60	71	97	121	142	193	362	427	580
125	47	56	75	94	111	150	189	223	300	566	668	901
160	60	71	96	121	142	192	241	285	383	725	855	1149
200	75	89	120	151	178	240	302	356	480	906	1068	1439
250	94	111	150	189	223	300	377	445	601	1132	1335	1802
400	151	178	240	302	356	480	604	712	960	1812	2137	2879
500	189	223	299	377	445	599	755	890	1198	2264	2671	3593

Приложение 4

Снижение динамического уровня в скважине с D эксплуатационной колонны 146,1 мм в зависимости от типа УЭЦН и диаметра НКТ, метры

Таблица 4.1

Тип ЭЦН	5 минут			10 минут			20 минут			60 минут		
	НКТ 60	НКТ 73	НКТ 89	НКТ 60	НКТ 73	НКТ 89	НКТ 60	НКТ 73	НКТ 89	НКТ 60	НКТ 73	НКТ 89
10	3	4	5	7	8	10	14	16	21	42	47	62
20	7	8	11	14	16	21	28	32	42	83	95	126
30	10	12	16	21	24	31	42	47	62	125	142	187
35	12	14	18	24	28	36	49	55	73	146	166	219
50	17	20	26	35	40	53	69	79	105	208	237	315
80	28	32	42	56	63	84	111	126	168	333	379	504
125	43	49	65	87	99	131	174	197	261	521	592	783
160	56	63	83	111	126	167	222	252	333	667	758	999
200	69	79	104	139	158	209	278	316	417	833	947	1252
250	87	99	131	174	197	261	347	395	522	1042	1184	1567
400	139	158	209	278	316	417	556	631	834	1667	1894	2503
500	174	197	260	347	394	521	694	789	1041	2083	2367	3124

Приложение 5

Снижение динамического уровня в скважине с D эксплуатационной колонны 168,3 мм в зависимости от типа УЭЦН и диаметра НКТ, метры

Таблица 5.1

Тип ЭЦН	5 минут			10 минут			20 минут			60 минут		
	НКТ 60	НКТ 73	НКТ 89	НКТ 60	НКТ 73	НКТ 89	НКТ 60	НКТ 73	НКТ 89	НКТ 60	НКТ 73	НКТ 89
10	2	3	3	4	5	6	9	10	12	27	30	36
20	4	5	6	9	10	12	18	20	24	55	60	73
30	7	8	9	14	15	18	28	30	36	83	90	108
35	8	9	11	16	18	21	32	35	42	96	106	127
50	11	13	15	23	25	30	46	50	61	137	151	182
80	18	20	24	36	40	49	73	80	97	219	241	292
125	29	32	38	57	63	76	114	125	151	343	377	453
160	36	40	48	73	81	96	146	161	193	439	483	578
200	46	50	60	91	101	121	183	201	241	548	604	724
250	57	63	76	114	126	151	228	252	302	685	755	907
400	91	101	121	183	201	241	365	402	483	1096	1208	1449
500	114	126	151	228	252	301	457	503	603	1371	1510	1808

Приложение 6

Снижение динамического уровня в скважине с D эксплуатационной колонны 178,8 мм в зависимости от типа УЭЦН и диаметра НКТ, метры

Таблица 6.1

Тип ЭЦН	5 минут			10 минут			20 минут			60 минут		
	НКТ60	НКТ73	НКТ	НКТ	НКТ73	НКТ89	НКТ60	НКТ73	НКТ89	НК	НКТ73	НКТ89
10	2	2	2	4	4	5	8	9	10	24	26	29
20	4	4	5	8	9	10	16	17	20	48	52	60
30	6	6	7	12	13	15	24	26	30	71	77	89
35	7	8	9	14	15	17	28	30	35	83	90	104
50	10	11	12	20	22	25	40	43	50	120	130	149
80	16	17	20	32	35	40	64	70	80	192	209	239
125	25	27	31	50	54	62	100	108	124	299	324	371
160	32	34	39	64	69	79	127	138	158	381	413	473
200	40	43	49	80	86	99	159	173	197	477	518	592
250	50	54	62	100	108	124	199	216	247	598	648	742
400	80	86	99	159	173	197	318	345	395	955	1035	1185
500	99	108	123	199	215	246	397	431	493	1192	1292	1479

Приложение 7

Снижение динамического уровня в скважине с D эксплуатационной колонны 194 мм в зависимости от типа УЭЦН и диаметра НКТ, метры

Таблица 7.1

Тип ЭЦН	5 минут			10 минут			20 минут			60 минут		
	НКТ 60	НКТ73	НКТ89	НКТ 60	НКТ 73	НКТ 89	НКТ 60	НКТ 73	НКТ 89	НКТ 60	НКТ 73	НКТ 89
10	2	2	2	3	3	4	6	7	8	19	21	23
20	3	3	4	6	7	8	13	14	15	39	41	46
30	5	5	6	10	10	11	19	21	23	58	62	69
35	6	6	7	11	12	13	22	24	27	67	72	80
50	8	9	10	16	17	19	32	34	38	96	103	114
80	13	14	15	26	27	31	51	55	61	154	165	183
125	20	21	24	40	43	48	80	86	95	241	257	286
160	26	27	31	51	55	61	103	110	122	309	329	366
200	32	34	38	64	69	76	129	137	153	386	412	458
250	40	43	48	80	86	95	161	171	191	482	514	572
400	64	69	76	129	137	153	257	274	305	771	823	915
500	80	86	95	161	171	191	321	343	381	964	1029	1144

Приложение 8

Объём жидкости ($м^3$) на 100 метров эксплуатационной колонны

Таблица 8.1

Наружный Dэк, мм	Внутренний Dэк, мм	V без НКТ	V с НКТ 60 мм	V с НКТ 73 мм	V с НКТ 89 мм
139.7	127.7	1.28	0.95	0.81	0.61
	125.7	1.24	0.91	0.77	0.57
	123.7	1.20	0.87	0.73	0.53
	121.7	1.16	0.83	0.70	0.49
	119.7	1.13	0.79	0.66	0.46
	117.7	1.09	0.75	0.62	0.42
146.1	133.1	1.39	1.06	0.92	0.72
	132.1	1.37	1.04	0.90	0.70
	130.1	1.33	0.99	0.86	0.66
	128.1	1.29	0.95	0.82	0.62
	126.1	1.25	0.91	0.78	0.58
	124.1	1.21	0.87	0.74	0.54
168.3	155.3	1.89	1.56	1.43	1.22
	154.3	1.87	1.53	1.40	1.20
	152.3	1.82	1.49	1.35	1.15
	150.3	1.77	1.44	1.31	1.10
	148.3	1.73	1.39	1.26	1.06
	146.3	1.68	1.35	1.21	1.01
	144.3	1.64	1.30	1.17	0.97
178.8	164.8	2.13	1.80	1.67	1.46
	162.8	2.08	1.75	1.61	1.41
	160.8	2.03	1.70	1.56	1.36
	158.8	1.98	1.65	1.51	1.31
	156.8	1.93	1.60	1.46	1.26
	154.8	1.88	1.55	1.41	1.21
194	180	2,54	2,22	2,08	1,88
	178	2,49	2,16	2,02	1,82
	176	2,43	2,11	1,97	1,77
	174	2,38	2,05	1,91	1,71
	172	2,32	2,00	1,86	1,66

* - с учётом плоского погружного кабеля сечением 3х16 мм.

Приложение 9

Периодичность контроля основных параметров работы скважины с УЭЦН

Таблица 9.1

Этап работ	Периодичность проведения замера параметров						
	Qж	Нд	%В	Рб, Рл	Данные со СУ	Рзат	КВЧ
Подготовительный этап	-	Нст - перед началом работ	-	перед началом работ	-	перед началом работ	-
Первый цикл откачки первый час, приток недостаточен	15 минут	15 минут	-	15 минут	15 минут	15 минут	-
Первый цикл отработки второй час, приток недостаточен	30 минут	30 минут	30 минут визуально	30 минут	30 минут	30 минут	Раз в 6 часов
Остановка на охлаждение, восстановление уровня	-	30 минут (только после окончания слива из НКТ)	-	-	-	-	-
Отработка в постоянном режиме, приток достаточен	1 раз в 6 часов	1 раз в 6 часов	не менее 1 раза в 6 часов	1 раз в 6 часов	1 раз в 6 часов	1 раз в 6 часов	1 раз в смену
Период довывода скважины после ВНР до выхода на остановочные параметры (максимум 5 суток)	1 раз в смену	1 раз в смену	1 раз в смену	1 раз в смену	1 раз в смену	1 раз в смену	1 раз в сутки
	+ обязательный подтверждающий вывод комиссионный замер через 3 суток после вывода.						
Период довывода скважин, не вышедших на остановочные параметры более 5 до 30 суток	1 раз в смену	1 раз в смену	1 раз в 3дня	1 раз в смену	1 раз в смену	1 раз в смену	1 раз в месяц
Постоянная эксплуатация УЭЦН	1 раз в 7 дней	*	1 раз в 7 дней	ежедневно	ежедневно	1 раз в 7 дней (зимой 2 раза в 7 дней)	1 раз в месяц

*** для контроля и определения уровня жидкости в затрубном пространстве скважины необходимо использовать показания погружных преобразователей давления (ТМС). В случае отсутствия или неисправности ТМС, определение уровня необходимо выполнять с применением ручных приборов измерения уровня и средств контроля, установленных на устье скважины, с периодичностью – не реже 1 раза в 7 дней.**

Приложение 10

Единая карта настройки защит в станциях управления УЭЦН

Таблица 10.1

№	Наименование параметра	Устанавливаемое значение	Комментарий
Меню "Параметры входного напряжения"			
60	Номинальное напряжение питания	**380 В**	
61	Повышенное напряжение	**АПВ**	
62	Повышенное напряжение Уставка	**120% (456 В)**	
63	Повышенное напряжение Время	**8 сек.**	
64	Повышенное напряжение Пусковое время	**8 сек.**	
65	Пониженное напряжение	**АПВ**	
66	Пониженное напряжение Уставка	**85% (323 В)** **80% (304 В)** для загруженных фидеров по согласованию с НЭН и ТОРВО	Для загруженных фидеров 80% (304 В)
67	Пониженное напряжение Время	**8 сек.** **5 сек.** для скважин с Umin=80%	С учётом времени задержки ЗП не менее 15 сек.
68	Пониженное напряжение Пусковое время	**8 сек.** **5 сек.** для скважин с Umin=80%	
69	Защита по отклонению напряжения	-	
70	Дисбаланс напряжений	**АПВ**	
71	Дисбаланс напряжений Уставка	**10%** **20%** для импортных СУ без регулировки времени срабатывания.	
72	Дисбаланс напряжений Время	**8 сек.** **5 сек.** для импортных СУ без регулировки времени срабатывания.	
73	Дисбаланс напряжений Пусковое время	**8 сек.**	
74	Автозапуск время	**Согласно утверждённой в ДО карте ВРП (карте самозапуска)**	Карта ВРП (АПВ) разрабатывается согласно М1.02.01.02.01-07 "Учёт потерь добычи нефти при аварийных отключениях электроэнергии на скважинах с УЭЦН"
75	Защиты напряжения Время АПВ	**8 сек.**	
76	Защиты напряжения колич. раз АПВ	**5 раз**	
77	Защиты напряжения Сброс счётчиков	**180 мин для:** - ГПН-ННГ - ФМН - ГПН Хантос **24 ч для:** - ГПН Восток - ГПН Оренбург - ГПН Ямал - Мессояханефтегаз - СН-МНГ	Время сброса счётчиков по напряжению должно быть немного больше времени окончания переходных процессов и возмущений в сетях после аварийных отключений, в противном случае ВСП будут неоправданно высокими. Блокировка ставится исключительно для ограничения неудачных запусков. Время от начала события до его окончания, как правило, не более 2-х часов, что связано с оперативным реагированием электросетевых служб. Для ДО с автономными м/р допускается увеличение до 24ч.
78	Отклонение частоты	**откл**	
79	Отклонение частоты Время АПВ	-	
80	Уставки по умолчанию	**нет**	
Меню "Уставки и защиты"			
90	Номинальный ток	**Согласно паспорту ПЭД**	
91	Номинальный Коэффициент мощности	**0,83** для ПЭД 117 габарита **0,79** для ПЭД 103 габарита **0,93** для ВЭД	
92	Входное напряжение ТМПН	**380в**	

93	Напряжение отпайки ТМПН	**фактическое значение согласно таблице отпаек ТМПН**	Подбирается ближайшее к расчётному согласно М-01.02.01.02.01-04 или согласно уставке 468 "Рекомендуемое напряжение", рассчитанной по алгоритму, заложенному в контроллер СУ
94	Перегрузка двигателя	**АПВ** **БЛОК** при работе без УКИ	
95	Перегрузка двигателя Уставка	**110%** для ПЭД **115%** для скважин с Umin=80% **100%** для ВЭД	Для скважин, где нижний предел напряжения 80% возможно кратковременное (на время просадки входного напряжения) повышение рабочего тока более 110%.
96	Перегрузка двигателя Время	**15 сек** **10 сек** для скважин с Umin=80%	Согласно ТУ на ПЭД (также в СК-01.02.01.0.01 по работе с УЭЦН) расчётная перегрузочная способность ПЭД Ip/Iном = 1,5 в течение 1 мин до 3-х циклов
97	Перегрузка двигателя Пусковое время	**15 сек**	Согласно ТУ на ПЭД (также в СК-01.02.01.0.01 по работе с УЭЦН) расчётная перегрузочная способность ПЭД Ip/Iном = 1,5 в течение 1 мин до 3-х циклов
98	Перегрузка двигателя Задержка АПВ	**10 мин**	
99	Перегрузка двигателя колич. раз АПВ	**3 раза** **1 раз** для ПЭД с N≥180кВт	
100	Перегрузка двигателя сброс счётчика	**180 мин для:** - ГПН-ННГ - ФМН - ГПН Хантос **24 ч для:** - ГПН Восток - ГПН Оренбург - ГПН Ямал - Мессояханефтегаз - СН-МНГ	Время сброса счётчиков по напряжению должно быть немного больше времени окончания переходных процессов и возмущений в сетях после аварийных отключений, в противном случае ВСП будут неоправданно высокими. Блокировка ставится исключительно для ограничения неудачных запусков. Время от начала события до его окончания, как правило, не более 2-х часов, что связано с оперативным реагированием электросетевых служб. Для ДО с автономными м/р допускается увеличение до 24ч.
101	Недогрузка двигателя	**АПВ**	
102	Недогрузка двигателя Уставка	**Х.Х.* +5%** *(Х.Х.) Холостой ход: фактическая измеренная загрузка при имитации срыва подачи на закрытую задвижку	Технически зафиксировать срыв подачи не представляет сложности с использованием методики на закрытую задвижку.
103	Недогрузка двигателя Время	**120 сек** для постоянного режима **30 сек** для скважин в ПВК	
104	Недогрузка двигателя Пусковое время	**120 сек** для постоянного режима **60 сек** для скважин в ПВК	
105	Недогрузка двигателя Задержка АПВ	**60 мин** для постоянного режима **30 сек** для скважин в ПВК	
106	Недогрузка двигателя колич. раз АПВ	**1 раз** на ВНР **3 раза** после ВНР	
107	Недогрузка двигателя сброс счётчика	**180 мин для:** - ГПН-ННГ - ФМН - ГПН Хантос **24 ч для:** - ГПН Восток - ГПН Оренбург - ГПН Ямал - Мессояханефтегаз - СН-МНГ	
108	Дисбаланс тока двигателя	**АПВ**	
109	Дисбаланс тока двигателя Уставка	**15%** **20%** для скважин с ДисбU=20%	С учётом значений уставок 71-73,110,111

110	Дисбаланс тока двигателя Время	**20 сек** **10 сек** для скважин с ДисбU=20%	С учётом значений уставок 71-73,109,111
111	Дисбаланс тока двигателя Пусковое время	**20 сек** **10 сек** для скважин с ДисбU=20%	С учётом значений уставок 71-73,109,110
112	Дисбаланс тока двигателя Задержка АПВ	**10 мин**	аналогично АПВ по ЗП
113	Дисбаланс тока двигателя колич. раз АПВ	**3 раза**	
114	Дисбаланс тока двигателя сброс счётчика	**180 мин для:** - ГПН-ННГ - ФМН - ГПН Хантос **24 ч для:** - ГПН Восток - ГПН Оренбург - ГПН Ямал - Мессояханефтегаз - СН-МНГ	
115	Сопротивление изоляции	**ВКЛ**	
116	Сопротивление изоляции Уставка	**30 кОм** для скважин с исправными датчиками ТМС или не оснащённых датчиками ТМС **2 кОм** для скважин с неисправным ТМС* *для контроля Riso переключиться на штатное УКИ СУ в обход наземного блока ТМС	
117	Сопротивление изоляции коэффициент коррекции	**не нормируется**	
118	Низкое давление манометра	**не нормируется**	
119	Низкое давление манометра Время	**не нормируется**	
120	Низкое давление манометра Пусковое время	**не нормируется**	
121	Низкое давление манометра Задержка АПВ	**не нормируется**	
122	Высокое давление манометра	**не нормируется**	
123	Высокое давление манометра Время	**не нормируется**	
124	Высокое давление манометра Пусковое время	**не нормируется**	
125	Высокое давление манометра Задержка АПВ	**не нормируется**	
126	Турбинное вращение	**Вкл**	
127	Турбинное вращение Уставка	**СУ с ЧРП и функцией разворота ТВ:** **15Гц** для ПЭД **30Гц** для ВЭД **Остальные СУ: 5 Гц**	
128	Электрическая блокировка двери	**не нормируется**	
129	Остальные защиты количество АПВ	**5**	
130	Остальные защиты сброс счётчика	**180 мин для:** - ГПН-ННГ - ФМН - ГПН Хантос **24 ч для:** - ГПН Восток - ГПН Оренбург - ГПН Ямал - Мессояханефтегаз - СН-МНГ	
131	Деблокировка защит	**пароль_включен**	
132	Уставки по умолчанию	**нет**	
Меню "Настройки ПЧ"			
140	Направление вращения	**не нормируется**	Согласно результатам запуска и ВНР. По умолчанию при корректной фазировке "Прямое".
141	Режим пуска	**плавный**	
142	Частота толчков	**не нормируется**	Технологические настройки согласно рекомендациям СК ЭПУ
143	Напряжение толчков	**не нормируется**	
144	Количество толчков	**не нормируется**	
145	Частота синхронизации	**не нормируется**	

146	Время синхронизации	**не нормируется**	
147	Время разгона	**20 сек** скважины в постоянном режиме и на ВНР **10 сек** скважины в режиме ПКВ	
148	Режим торможения	**не нормируется**	Технологические настройки согласно рекомендациям СК ЭПУ
149	Время торможения	**не нормируется**	
150	Начальная частота пуска	**не нормируется**	
151	Установка U/F	**не нормируется**	Согласно рекомендациям СК ЭПУ и ТОРВО с учётом допустимой нагрузки на данный УЭЦН и расчёту дизайна в специализированной программе. По умолчанию 60 Гц.
152	U/F точка F1	**не нормируется**	
153	U/F точка U1	**не нормируется**	
154	U/F точка F2	**не нормируется**	
155	U/F точка U2	**не нормируется**	
156	U/F точка F3	**не нормируется**	
157	U/F точка U3	**не нормируется**	
158	U/F точка F4	**не нормируется**	
159	U/F точка U4	**не нормируется**	
160	Темп изменения частоты	**не нормируется**	
161	Поддерживаемый параметр	**не нормируется**	
162	Значение поддерживаемого параметра	**не нормируется**	
163	Тип регулятора	**не нормируется**	
164	Зависимость регулирования	**не нормируется**	
165	Пропорциональная составляющая регулятора	**не нормируется**	
166	Интегральная составляющая регулятора	**не нормируется**	
167	Дифференциальная составляющая регулятора	**не нормируется**	
168	Период регулирования	**не нормируется**	
169	Минимальная частота	**не нормируется**	
170	Минимальная частота регулятора	**не нормируется**	Технологические настройки согласно рекомендациям СК ЭПУ
171	Минимальная частота Время	**не нормируется**	
172	Минимальная частота Пусковое время	**не нормируется**	
173	Минимальная частота Задержка АПВ	**не нормируется**	
174	Максимальная частота	**не нормируется**	
175	Максимальная частота регулятора	**не нормируется**	
176	Максимальная частота Время	**не нормируется**	
177	Максимальная частота Пусковое время	**не нормируется**	
178	Максимальная частота Задержка АПВ	**не нормируется**	
179	Режим преобразования	**не нормируется**	
180	Компенсация Ud	**не нормируется**	
181	Частота ШИМ	**не нормируется**	
182	Защиты ПЧ двигателя Задержка АПВ	**15**	
183	Защиты ПЧ двигателя количество раз АПВ	**3 раза**	
184	Защиты ПЧ двигателя сброс счётчика	**24 часа**	
185	Уставки по умолчанию	**НЕТ**	
Меню "Технологические настройки"			
	Периодический режим		
190	Работа по программе	**не нормируется**	Согласно принятой методике настройки

191	Время работы по программе	**не нормируется**	режима ПКВ
192	Время останова по программе	**не нормируется**	
193	Минимальное время работы	**не нормируется**	
194	Выходная частота останова	**не нормируется**	
195	Минимальное время накопления	**не нормируется**	
196	Максимальное время накопления	**не нормируется**	
197	Уменьшение откачки	**не нормируется**	
198	Увеличение откачки	**не нормируется**	
199	Непрерывный режим	**не нормируется**	
200	Минимальное время работы НР	**не нормируется**	
	ВНР		
201	Отработано тактов ВНР	**не нормируется**	Согласно рекомендациям СК ЭПУ и ТОРВО или технолога ЦДНГ ДО
202	Откачка ВНР	**не нормируется**	
203	Накопление ВНР	**не нормируется**	
204	Количество тактов ВНР	**не нормируется**	
205	Переход из ВНР	**не нормируется**	
	Программное изменение частоты		
207	Программное изменение частоты	**по согласованию ТОРВО**	
208	Начальная частота пуска	**40**	
209	Конечная частота	**целевая**	
210	Темп изменения частоты	**по карте ВНР**	Устанавливается технологом ЦДНГ согласно разрешённому темпу снижения Р забойного
211	Начальная уставка недогрузки	**не нормируется**	
212	Ограничение тока	**Вкл**	
213	Предельный ток уставка	**1,1**	
	Встряхивание		
214	Режим встряхивания	**не нормируется**	
215	Период встряхивания	**не нормируется**	
216	Количество встряхиваний	**не нормируется**	
217	Частота F1	**не нормируется**	
218	Частота F2	**не нормируется**	
219	Темп уменьшения частоты	**не нормируется**	
220	Темп увеличения частоты	**не нормируется**	
	Оптимизация напряжения		
221	Оптимизация напряжения	**Вкл**	Обязательно для всех ДО
222	Первый цикл после пуска	**15 час**	
223	Периодичность	**1 час**	
224	Максимальное отклонение от U/F	**0,1**	
225	Шаг изменения напряжения	**5 В**	
	Разворот турбинного вращения		
226	Разворот турбинного вращения	**ВКЛ**	Обязательно для всех ДО в СУ с ЧРП и функцией подхвата.
227	Частота ожидания	**15 Гц** для ПЭД **30 Гц** для ВЭД	30Гц для 4-полюсных ВПЭД

228	Время ожидания	**5 мин**	
229	Время торможения	**30 сек.**	
230	Время разгона	**20 сек.**	Аналогично штатному запуску.
231	Разворот турбинного вращения Задержка АПВ	**5 мин на каждые 1000 м Нд.**	Достаточно для снижения F турб до 15 Гц. Уточняется по состоянию ОК
	Ограничение тока		
232	Ограничение тока	**АПВ**	
233	Ограничение тока Inom	**1,1**	
234	Ограничение тока Время	**60 сек.**	
235	Ограничение тока Задержка АПВ	**10 мин**	
	Технологические уставки		
237	Производительность насоса номинальная	**не нормируется**	
238	Напор насоса	**не нормируется**	
239	Глубина спуска	**не нормируется**	
240	Устьевое давление	**не нормируется**	
241	Затрубное давление	**не нормируется**	
242	Линейное давление	**не нормируется**	
243	Плотность нефти	**не нормируется**	
244	Плотность воды	**не нормируется**	
245	Обводнённость	**не нормируется**	
246	Интервал перфорации верх	**не нормируется**	
247	Искусственный забой	**не нормируется**	
248	Удлинение ЭК до ИЗ	**не нормируется**	
249	Диаметр НКТ	**не нормируется**	
250	Толщина стенок НКТ	**не нормируется**	
251	Диаметр ЭК	**не нормируется**	
252	Толщина стенок ЭК	**не нормируется**	
Меню "Настройки дополнительных входов"			
260	Давление приёма Тип входа	**не нормируется**	
261	Давление приёма Минимум шкалы	**не нормируется**	
262	Давление приёма Максимум шкалы	**не нормируется**	
263	Давление приёма	**ВКЛ**	
264	Давление приёма Ожидание нормализации?	**не_ждать_нормализ.**	
265	Давление приёма Уставка останова	**Р пр. цел* –1ат** * Целевое значение Р пр выбирается как технологически минимально достижимое для данной УЭЦН в данной скважине при данном режиме работы с учётом минимально устойчивой работы УЭЦН перед срывом подачи	Выбирается по итогам ВНР, корректируется в течение всего срока эксплуатации скважины по состоянию притока.
266	Давление приёма Уставка запуска	**Р пр. цел +1ат**	
267	Давление приёма Время отключения	**1 мин**	
268	Давление приёма Пусковое время	**1 мин**	
269	Давление приёма Задержка АПВ	**10 мин**	
270	Расход жидкости Тип входа	**не нормируется**	

271	Расход жидкости Минимум шкалы	**не нормируется**	
272	Расход жидкости Максимум шкалы	**не нормируется**	
273	Расход жидкости	**не нормируется**	
274	Расход жидкости Ожидание нормализации?	**не нормируется**	
275	Расход жидкости Уставка останова	**не нормируется**	
276	Расход жидкости Уставка запуска	**не нормируется**	
277	Расход жидкости Время отключения	**не нормируется**	
278	Расход жидкости Пусковое время	**не нормируется**	
279	Расход жидкости Задержка АПВ	**не нормируется**	
280	Температура двигателя Тип входа	**не нормируется**	
281	Температура двигателя Минимум шкалы	**не нормируется**	
282	Температура двигателя Максимум шкалы	**не нормируется**	
283	Температура двигателя	**вкл**	
284	Температура двигателя Ожидание нормализации?	**не_ждать_нормализ.**	
285	Температура двигателя Уставка останова	**120°С обычные 135°С теплостойкие**	
286	Температура двигателя Уставка запуска	**110°С обычные 125 °С теплостойкие**	
287	Температура двигателя Время отключения	**1 мин**	
288	Температура двигателя Пусковое время	**1 мин**	
289	Температура двигателя Задержка АПВ	**10 мин**	
290	Температура жидкости Тип входа	**не нормируется**	
291	Температура жидкости Минимум шкалы	**не нормируется**	
292	Температура жидкости Максимум шкалы	**не нормируется**	
293	Температура жидкости	**не нормируется**	
294	Температура жидкости Ожидание нормализации?	**не нормируется**	
295	Температура жидкости Уставка останова	**не нормируется**	
296	Температура жидкости Уставка запуска	**не нормируется**	
297	Температура жидкости Время отключения	**не нормируется**	
298	Температура жидкости Пусковое время	**не нормируется**	
299	Температура жидкости Задержка АПВ	**не нормируется**	
300	Давление на выкиде насоса Тип входа	**не нормируется**	
301	Давление на выкиде насоса Минимум шкалы	**не нормируется**	
302	Давление на выкиде насоса Максимум шкалы	**не нормируется**	
303	Давление на выкиде насоса	**не нормируется**	
304	Давление на выкиде насоса Ожидание нормализации?	**не нормируется**	
305	Давление на выкиде насоса Уставка останова	**не нормируется**	
306	Давление на выкиде насоса Уставка запуска	**не нормируется**	
307	Давление на выкиде насоса Время отключения	**не нормируется**	
308	Давление на выкиде насоса Пусковое время	**не нормируется**	
309	Давление на выкиде насоса Задержка АПВ	**не нормируется**	
310	Температура на выкиде насоса Тип входа	**не нормируется**	

311	Температура на выкиде насоса Минимум шкалы	не нормируется	
312	Температура на выкиде насоса Максимум шкалы	не нормируется	
313	Температура на выкиде насоса	не нормируется	
314	Температура на выкиде насоса Ожидание нормализации?	не нормируется	
315	Температура на выкиде насоса Уставка останова	не нормируется	
316	Температура на выкиде насоса Уставка запуска	не нормируется	
317	Температура на выкиде насоса Время отключения	не нормируется	
318	Температура на выкиде насоса Пусковое время	не нормируется	
319	Температура на выкиде насоса Задержка АПВ	не нормируется	
320	Вибрация XY Тип входа	не нормируется	
321	Вибрация XY Минимум шкалы	не нормируется	
322	Вибрация XY Максимум шкалы	не нормируется	
323	Вибрация XY	не нормируется	
324	Вибрация XY Уставка останова	не нормируется	
325	Вибрация XY Время отключения	не нормируется	
326	Вибрация XY Пусковое время	не нормируется	
327	Вибрация XY Задержка АПВ	не нормируется	
330	Вибрация Z Тип входа	не нормируется	
331	Вибрация Z Минимум шкалы	не нормируется	
332	Вибрация Z Максимум шкалы	не нормируется	
333	Вибрация Z	не нормируется	
334	Вибрация Z Уставка останова	не нормируется	
335	Вибрация Z Время отключения	не нормируется	
336	Вибрация Z Пусковое время	не нормируется	
337	Вибрация Z Задержка АПВ	не нормируется	
340	Связь с ТМС	не нормируется	
341	Связь с ТМС Время отключения	не нормируется	
342	Связь с ТМС Задержка АПВ	не нормируется	
343	Связь с ТМС Количество АПВ	не нормируется	
344	Модель ТМС	не нормируется	
345	Состояние связи	не нормируется	
346	Версия ПО ТМС	не нормируется	
347	Номер ТМС	не нормируется	
Меню "Настройки цифровых входов"			
374	Цифров.вход 1	не нормируется	
375	Цифров.вход 1	не нормируется	
376	Цифров.вход 2	не нормируется	
377	Цифров.вход 2	не нормируется	
378	Цифров.вход 3	не нормируется	
379	Цифров.вход 3	не нормируется	
380	Цифров.вход 4	не нормируется	

381	Цифров.вход 4	**не нормируется**	
382	Уставки по умолчанию	**не нормируется**	
Меню "Настройки релейных выходов"			
392	Релейный выход 1	**не нормируется**	
393	Релейный выход 2	**не нормируется**	
394	Релейный выход 3	**не нормируется**	
395	Релейный выход 4	**не нормируется**	
396	Релейный выход 5	**не нормируется**	
397	Релейный выход 6	**не нормируется**	
398	Релейный выход 7	**не нормируется**	
399	Уставки по умолчанию	**не нормируется**	
Меню "Записная книжка"			
401	Номер цеха	**не нормируется**	
402	Номер куста	**не нормируется**	
403	Номер скважины	**не нормируется**	
404	Мощность двигателя	**не нормируется**	Фактические параметры согласно паспортным данным УЭЦН
405	Номинальное напряжение питания двигателя	**не нормируется**	
406	Номинальная частота двигателя	**не нормируется**	
407	Количество пар полюсов двигателя	**не нормируется**	
408	Номинальное скольжение двигателя	**не нормируется**	
409	Производительность насоса номинальная	**не нормируется**	
410	Напор насоса	**не нормируется**	
411	Глубина спуска	**не нормируется**	
412	Мощность ТМПН	**не нормируется**	Фактические параметры согласно заводским табличке на ТМПН
413	Общая наработка	**не нормируется**	
414	Время работы	**не нормируется**	
415	Время простоя	**не нормируется**	
416	Количество пусков	**не нормируется**	Фактические параметры согласно табличке на контроллере СУ
417	№ контроллера	**не нормируется**	
418	Заводской номер СУ	**не нормируется**	Фактические параметры согласно табличке на СУ
419	Номинальный ток СУ	**не нормируется**	
420	Версия программы 1	**не нормируется**	Фактические параметры согласно данным прошивки контроллера СУ.
421	Версия программы 2	**не нормируется**	
Меню "Дополнительные настройки"			
428	Период записи в работе	**15 мин** для скважин на ВНР **1 мин** для скважин в ПКВ **30 мин** для скв. в постоянном режиме	
429	Экстренная запись в работе	**1 сек**	
430	Запись в останове	**Вкл**	
431	Период записи в останове	**15 мин для скважин на ВНР** **1 мин для скважин в ПКВ** **30 мин для скв. в постоянном режиме**	
432	Экстренная запись в останове	**5 сек**	

433	Размер дополнительной памяти	**не нормируется**	Технологические настройки согласно рекомендациям СК ЭПУ и требованиям АСУ ТП дочернего общества
434	Очистить хронологию?	**не нормируется**	
435	Сбросить счётчики?	**не нормируется**	
436	Температура в контроллере	**не нормируется**	
437	Температура включения подогрева	**не нормируется**	
438	Температура подогрева индикатора	**не нормируется**	
439	Язык интерфейса	**Русский**	
440	Автоматический переход	**не нормируется**	
441	Перелистывание меню	**не нормируется**	
442	Связь с ТМС	**не нормируется**	
443	Дополнительный журнал	**не нормируется**	
444	Дополнительный журнал Период записи	**не нормируется**	
448	Адрес в сети	**не нормируется**	
449	Скорость обмена	**не нормируется**	
450	Протокол обмена	**не нормируется**	
Меню "Установка паролей"			
452	Пароль №1	**не нормируется**	Согласно принятой в ДО и СК системе обеспечения информационной безопасности
453	Пароль №2	**не нормируется**	
454	Пароль №3	**не нормируется**	
455	Пароль №4	**не нормируется**	
456	Пароль №5	**не нормируется**	
457	Пароль №6	**не нормируется**	
458	Пароль №7	**не нормируется**	
459	МАСТЕР Пароль	**не нормируется**	
Меню "Расчёт отпайки ТМПН"			
461	Номинальное напряжение питания	**=Uном.ПЭД на 50Гц**	Для некоторых импортных ПЭД - 60Гц. Выставляется согласно данным в заводском паспорте или на табличке ПЭД.
462	Расчётный ток двигателя	**=Iном.ПЭД**	Согласно данным заводского паспорта ПЭД или сведениям на табличке
463	Номинальная частота двигателя	**50Гц**	Для некоторых импортных ПЭД 60Гц , выставляется согласно данным в паспорте.
464	Длина кабеля	**Фактическая длина кабеля с учётом наземной КЛ от ТМПН до клеммной коробки (ШПВ, ШСВГ)**	Согласно данным эксплуатационного паспорта
465	Сечение кабеля	**Фактическое сечение**	Согласно данным эксплуатационного паспорта
466	Температура жидкости	**Среднестатистическое значение для данного месторождения или пласта**	По рекомендации технолога ЦДНГ
467	Выходной фильтр	**согласно комплектации СУ**	При использовании сглаживающего выходного фильтра уставка 468 "Рекомендуемое напряжение" повышается на +3% от значения приведённого в М-01.02.01.02.01-04
468	Рекомендуемое напряжение	**расчётное значение**	Согласно алгоритму заложенному в СУ, либо согласно М-01.02.01.02.01-04
Меню «Счётчик энергии встроенный»			
587	Коэф. датчиков тока	**Паспортное значение датчика**	Согласно заводской документации на датчик. На новых СУ выставляется на заводе изготовителе.
587	Коэф. датчиков напряжения	**Паспортное значение датчика**	Согласно заводской документации на датчик. На новых СУ выставляется на заводе изготовителе. По умолчанию «1»

589	Имитация счётч.	**При наличии внешнего счётчика «Откл»**	Включение данной функции необходимо в случае неисправности или отсутствия внешнего сертифицированного счётчика ЭЭ
Меню «Счётчик энергии внешний»			
702	Тип счётчика	**Заводское наименование**	Согласно паспорту на изделие
703	Коэф. трансформ. тока	**Паспортное значение датчика**	Согласно заводской документации на датчик. На новых СУ выставляется на заводе изготовителе или сервисной базе.
704	Коэф. трансформ. тока	**Паспортное значение датчика**	Согласно заводской документации на датчик. На новых СУ выставляется на заводе изготовителе или сервисной базе. По умолчанию «1»
705	Уст. времени счётчика	**да**	
706	Сбросить энер.	**нет**	

Приложение 11
Технологическая карта ВНР

Технологическая карта вывода на режим

ЦДНГ _____ Месторождение: _____ Скважина № _____ Куст № _____ Подготовил технолог ЦДНГ (Ф.И.О.) _____ (подпись)

Подрядчик (ПРС/КРС): _____ Бригада: _____ Вид ремонта: _____ Выдал мастер ЦДНГ (Ф.И.О.) _____ (подпись)

РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РЕЖИМА СКВАЖИНЫ (заполняет технолог ЦДНГ)

Q газ + жидк УЭЦН	Q жидк. на поверхности	Q нефти	% воды	% газа на приеме УЭЦН	Рзаб	Нд	F, Гц		Нд min	Тип УЭЦН на расчету			Газосепаратор		L сп расч.	H сп по верт.
м3/сут	м3/сут	т/сут			Атм	м	Нач.	Конеч.	м	Марка	Габарит	Подача	Напор	Марка	Тип	м	м

Конструкция эксплуатационной колонны						Интервал перфорации		Конструкция колонны НКТ		Подготовка к запуску	Расчетный темп создания депрессии						Дополнительные рекомендации по запуску и ВНР
D	S стенки	D	S стенки	D	S стенки			тип	тип		Нд	Нд	Нд	Нд	Нд	Нд	
мм	мм	мм	мм	мм	мм			мм	мм		м	м	м	м	м	м	
глубина		глубина		глубина		верх	нижн	глубина	глубина	Долив/замена жидкости/нефть/плотность раств	Время	Время	Время	Время	Время	Время	
м		м		м		м	м	м	м		час.	час.	час.	час.	час.	час.	

СПУЩЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ (заполняет технолог ЦДНГ)

Lсп, м (факт)	Фактически спущенный УЭЦН (согласно эксплуатационному паспорту)				Газосепаратор		ПЭД							Приток из пласта для охлаждения ПЭД	Время работы ПЭД без охлаждения	ТМС	Дополнительное оборудование/ конструктивные особенности
м	марка	Габарит	Подача	Напор	Марка	Тип	Марка	N, кВт	U, мм	Iном	I ном, А	I х.х., А	Исполнение °С	не менее м3/сут	не более, мин	марка	

НАЗЕМНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ УЭЦН, НАСТРОЙКИ (заполняет оператор ДНГ совместно с электромонтером ЭПУС)

СУ				ТМПН						Uвх. СУ, В	U вых СУ при 50 Гц	ЗП		ЗСП		Защита U min		Защита U max		АПВ	ТМС		F пуск, Гц
Тип (прямой/плавн. пуск/ЧРП)	Марка	S, кВа	ДУ (да/нет)	Марка	S, кВа	U вых max, Б	U вых min, В	Отпайка, В	К транс			%	сек	%	сек	%	сек	%	сек	мин	Тд, max °С	Рд min, Атм	

ЗАПУСК (заполняет оператор ДНГ совместно с электромонтером ЭПУС)

Направление вращения (прям/обратн)	I, А	Загр. ПЭД, %	Qж, м3/сут	Рб, Атм	Время повыш. подачи, мин		Н ст, м	Н д, м	ТМС		Рз, Атм	Рб, Атм	Рз, Атм	Р опр, Атм	Т опр, мин	Скиж. Ропр, Атм	Т опр, мин	Заключение о герметичности НКТ	Заключение о прав. вращения
					Расчетн	Факт			Рд, Атм	Тд, °С									

Дата	Время	Сост (зап, ост, раб)	Н, м (стат, дин)	Q ж, м3/сут	Qн т/сут	% обв.	КВЧ, мг/л	Продукт (вид)	Рб, Атм	Рз, атм	Рп, Атм	Ø штуцера, мм	Приток, м3/сут	I, А	Загрузка ПЭД, %	R iso, Мом	F, Гц	Напор соотв. F	ТМС		ЗП	ЗСП	Ф.И.О. ответственного за ВНР / Примечание
																			Р д, Атм	Тд, °С			

УЭЦН ВЫВЕДЕНА НА РЕЖИМ:

Дата	Время	Н дин, м	Q ж, м3/сут	Qн т/сут	% обв.	КВЧ, мг/л	Рб, атм	Рз, Атм	Рп, атм	Ø штуцера, мм	I, А	Загрузка ПЭД, %	R iso, Мом	F, Гц	Напор соотв. F	ТМС		ЗП, %	ЗСП, %	Uвх. СУ, В	Отпайка, В	Режим		
																Р д, Атм	Тд, °С					Пост/пер	Наполн., мин	Отсчка, мин

Выполнил: _____ / _____ /

Принял карту ВНР технолог ЦДНГ- _____ / _____ /

Библиография

[1] «Правила устройства электроустановок», утверждённые приказом Министерства энергетики РФ от 08.07.2002г. № 204

[2] ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»

[3] «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждённые приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013г. №28222)

История изменений документа

Дата	Версия	Описание изменений/разработан взамен	Автор
30/08/2017	2.0	Актуализированная версия для согласования	Ахметгалиев А.Х., Руководитель направления по механизированной добыче, Управление добычи нефти и газа ДДНГ