

Данный файл представлен исключительно в ознакомительных целях.

Уважаемый читатель!

Если вы скопируете данный файл,
Вы должны незамедлительно удалить его сразу после ознакомления с содержанием.
Копируя и сохраняя его Вы принимаете на себя всю ответственность, согласно действующему международному законодательству .
Все авторские права на данный файл сохраняются за правообладателем.
Любое коммерческое и иное использование кроме предварительного ознакомления запрещено.

Публикация данного документа не преследует никакой коммерческой выгоды. Но такие документы способствуют быстрейшему профессиональному и духовному росту читателей и являются рекламой бумажных изданий таких документов.

ОАО «Самаранефтегаз»
Филиал «Учебный Центр»

Отдел обеспечения качества обучения и тренинга

Ю.А. Тырсин В.Н. Коротков А.В. Ситченков С.А. Ролдыгин С.Б. Григорьев

СПРАВОЧНИК РАБОЧЕГО



**ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН,
ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ
НАСОСОВ**

г. Отрадный, 2009 г.

ОАО «Самаранефтегаз»
Филиал «Учебный Центр»
Отдел обеспечения качества обучения и тренинга

Ю.А.Тырсин В.Н.Коротков А.В.Ситченков С.А.Родыгин С.Б.Григорьев

СПРАВОЧНИК РАБОЧЕГО

Часть 8

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

г. Отрадный
2009 г.

Ю.А.Тырсин В.Н.Коротков А.В.Ситченков С.А.Ролдыгин С.Б.Григорьев

СПРАВОЧНИК РАБОЧЕГО. Часть 8.

Эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.

Колл.авт. – Отрядный: Филиал «Учебный Центр» ОАО «Самаранефтегаз»,
2009 г. – 160 с.

В восьмой части «Справочника рабочего» изложены основы устройства и эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов. Описан порядок проведения наиболее важных работ по обслуживанию наземного оборудования с целью обеспечения эффективной эксплуатации данного вида скважин.

Пособие разрабатывалось на основе методик и инструкций, в том числе и в области промышленной безопасности, действующих в ОАО «Самаранефтегаз», и предназначено для рабочих профессии «Оператор по добыче нефти и газа», а также для всех профессий, в чьи обязанности входит проведение работ на скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов. Рекомендовано для студентов нефтяных факультетов высших и среднетехнических учебных заведений.

Рецензенты:

Судьбин Николай Алексеевич - заместитель начальника Управления промышленной безопасности и охраны труда ОАО «Самаранефтегаз»,

Топалов Александр Сергеевич - главный специалист ОРМФ Управления добычи нефти и газа ОАО «Самаранефтегаз».

Коллектив авторов выражает благодарность за содействие в подготовке учебного пособия Спирину Александру Николаевичу и Дедю Виктору Габрильевичу.

В учебном пособии использована графика Ситченкова А.В., а также графика с сайтов заводов-изготовителей «АЛНАС» (www.alnas.ru) и «БОРЕЦ» (www.borets.ru).

СОДЕРЖАНИЕ:

Глава 1. Состав установки электроцентробежного насоса.....	5
1. Общая схема установки электроцентробежного насоса.....	6
2. Погружное оборудование установки электроцентробежного насоса.....	8
2.1. Погружной электродвигатель.....	8
2.2. Гидрозащита ПЭД.....	12
2.3. Центробежный насос.....	19
2.4. Газосепаратор и диспергатор.....	29
2.5. Насосно-компрессорные трубы.....	31
2.6. Обратный клапан и сливной клапан.....	32
2.7. Система погружной телеметрии.....	34
3. Электрооборудование установки электроцентробежного насоса.....	35
3.1. Электрическая схема установки.....	35
3.2. Комплектная трансформаторная подстанция.....	37
3.3. Станция управления.....	41
3.4. Трансформатор.....	53
3.5. Кабельная линия.....	55
3.6. Переходная клеммная коробка.....	57
4. Устьевое оборудование скважины для эксплуатации установками ЭЦН.....	58
4.1. Колонная головка.....	59
4.2. Устьевая арматура.....	59
4.3. Обвязка устья скважины.....	62
Глава 2. Внешний осмотр скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса.....	64
1. Подготовительные работы.....	65
2. Порядок проведения внешнего осмотра.....	67
3. Заключительные работы.....	78
4. Схема реагирования при изменении технологических параметров.....	79
Глава 3. Остановка и пуск установки электроцентробежного насоса.....	80
1. Подготовительные работы.....	81
2. Порядок остановки УЭЦН.....	82
3. Порядок пуска УЭЦН.....	86
4. Заключительные работы.....	98

Глава 4. Установка или замена штурцера на скважине, оборудованной установкой электроцентробежного насоса	99
1. Общие сведения	100
2. Подготовительные работы	102
3. Порядок проведения работ	104
4. Заключительные работы	107
Глава 5. Борьба с АСПО в насосно-компрессорных трубах	108
1. Причины образования и методы борьбы с АСПО	109
2. Механическая очистка НКТ от АСПО с помощью скребка	110
2.1. Общие сведения	110
2.2. Подготовительные работы	111
2.3. Порядок проведения работ по подготовке лубрикантора	114
2.4. Порядок выполнения работ по спуску и подъему скребка	121
2.5. Заключительные работы	123
3. Очистка НКТ горячей нефтью с помощью АЦПМ	124
3.1. Общие сведения	124
3.2. Подготовительные работы	125
3.3. Проведение тепловой обработки скважины	133
3.4. Заключительные работы	135
Глава 6. Запуск УЭЦН и вывод скважины на режим	138
1. Подготовка к запуску УЭЦН	139
2. Запуск УЭЦН и вызов подачи	140
3. Вывод скважины на режим	142
3.1. Общие сведения	142
3.2. Технология вывода	142
3.3. Методы определения притока из пласта	144
3.4. Осложнения при выводе на режим	145
ПРИЛОЖЕНИЯ	147
Приложение 1. Технические характеристики погружных электродвигателей	148
Приложение 2. Технические характеристики гидрозащит	150
Приложение 3. Характеристики насосов	151
Приложение 4. Технические характеристики газосепараторов, диспергаторов и газосепараторов-диспергаторов	159
Приложение 5. Объем жидкости в 100 метрах эксплуатационной колонны	160

ГЛАВА 1.

Состав установки электроцентробежного насоса

1. Общая схема установки электроцентробежного насоса.

Установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) предназначены для откачки из нефтяных скважин пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ и механические примеси.

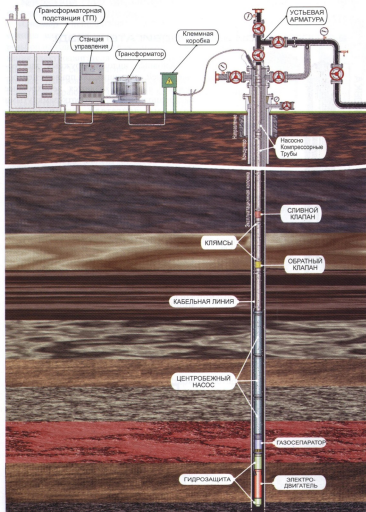
УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН	
Максимальное содержание попутной воды	99 %
Водородный показатель попутной воды	5,0 – 8,5 pH
Плотность жидкости	700-1400 кг/м ³
Максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД	1 мм ² /сек
Максимальная массовая концентрация твердых частиц для насосов:	
- обычного исполнения	0,1 г/л
- коррозионностойкого исполнения (К)	0,5 г/л
- коррозионноизносостойкого исполнения (КИ)	1,0 г/л
Максимальное содержание свободного газа на приеме насоса	25 %
Максимальная концентрация сероводорода (H ₂ S) для насосов:	
- обычного исполнения	0,01 г/л
- коррозионностойкого (К) и коррозионноизносостойкого (КИ) исполнений	1,25 г/л
Максимальная температура откачиваемой жидкости	150 °С
Максимальное гидростатическое давление в зоне подвески установки	250 кгс/см ²

Установка погружного центробежного насоса включает в себя погружное и наземное оборудование.

В погружное оборудование входит: электронасосный агрегат, который спускают в скважину под уровень жидкости на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ). Электронасосный агрегат состоит из: электродвигателя с гидрозащитой, газосепаратора, центробежного насоса, а также обратного и сливного клапанов.

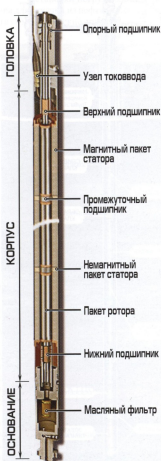
К наземному оборудованию относится: электрооборудование установки и устьевое оборудование скважины (колонная головка и устьевая арматура, обвязанная с выкидной линией). Электрооборудование, в зависимости от схемы токоподвода, включает в себя либо комплектную трансформаторную подстанцию для погружных насосов (КТППН), либо трансформаторную подстанцию (ТП), станцию управления и трансформатор.

Электроэнергия от трансформатора (или от КТПН) к погружному электродвигателю подается по кабельной линии, которая состоит из наземного питающего кабеля и основного кабеля с удлинителем. Соединение наземного кабеля с основным кабелем кабельной линии осуществляется в клеммной коробке, которая устанавливается на расстояние 3-5 метров от устья скважины.



2. Погружное оборудование установки электроцентробежного насоса.

2.1. ПОГРУЖНОЙ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЬ (ПЭД).



Основным видом погружных электродвигателей, служащих для привода центробежных насосов, являются асинхронные маслonaполненные с короткозамкнутыми роторами двигателя, вертикального исполнения, выполненные в стальном корпусе, цилиндрической формы. При частоте тока 50 Гц синхронная частота вращения их вала равна 3000 оборотов в минуту (*частота тока 1 Гц соответствует 1 обороту вала двигателя в секунду*). Диаметр электродвигателей, определяемый внутренним диаметром эксплуатационной колонны, находится в пределах от 96 до 130 мм. Основные параметры двигателя: мощность, ток и напряжение, зависят от типоразмера двигателя. В настоящее время выпускают двигатели с номинальной мощностью от 8 до 500 кВт, рабочим током от 18 до 180А и рабочим напряжением от 300 до 3600 В. Малые диаметры и большие мощности вызывают необходимость увеличивать длину двигателей, которая иногда превышает 20 м.

УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

ПЭД - XXX - XXX

1 2 3

- 1 – Погружной электродвигатель
2 – Условная мощность двигателя (кВт)
3 – Диаметр корпуса двигателя (мм)

Пример обозначения погружного электро-двигателя мощностью 45 кВт с диаметром корпуса 117 мм:

ПЭД - 45 - 117

Погружной электродвигатель состоит из статора, ротора, головки и основания.

Статор – неподвижная часть двигателя. Корпус статора изготавливается в виде стальной трубы с резьбой на концах для подсоединения головки и основания электродвигателя. Статор состоит из чередующихся между собой магнитных (активных) и немагнитных пакетов, которые запрессованы в корпус. Пакеты собираются из отдельных кольцевых пластин с отверстиями (пазами). Пластины активных пакетов штампуются из электротехнической стали, а немагнитных пакетов из латуни или немагнитной стали. Немагнитные пакеты служат опорами для промежуточных подшипников ротора. Количество активных пакетов статора зависит от мощности двигателя, а немагнитных определяется количеством промежуточных подшипников ротора. Сборка пакетов имеет сквозные пазы, в которые уложена изолированная трехфазная протяжная обмотка из специального обмоточного провода. Фазы обмотки соединены в «звезду», а выводные концы обмотки статора соединяются с выводными концами колодки кабельного ввода и изолируются.

Внутри статора размещается **ротор**, который представляет собой набор пакетов, разделенных между собой промежуточными подшипниками и последовательно надетыми на вал. Вал пустотелый и имеет продольные отверстия диаметром 6-8 мм для циркуляции масла, которым заполнен двигатель. Пакеты ротора собираются из отдельных кольцевых пластин электротехнической стали, внешний диаметр которых меньше внутреннего диаметра пластин статора. В пазы каждого пакета ротора вставлены медные стержни, которые, с обеих сторон пакета, спаиваются с медными кольцами, образуя так называемое «беличье колесо». Пакеты ротора удерживаются на валу стопорными кольцами. Передача крутящего момента от пакетов ротора к валу осуществляется посредством продольной шпонки, которая укладывается в продольные пазы вала и пакетов ротора. Количество пакетов



Пакет ротора

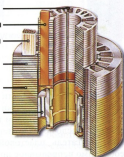
Стержень ротора

Обмотка статора

Магнитный пакет статора

Немагнитный пакет статора

Промежуточный подшипник



ротора соответствует количеству активных пакетов статора. Между пакетами ротора на вал устанавливают подшипники скольжения, которые опираются на немагнитные пакеты ротора.



Головка вворачивается в верхнюю часть корпуса статора. В головке располагается узел опорного подшипника, который воспринимает осевые нагрузки от веса ротора и узел токоввода, служащий для питания обмотки статора.

Узел опорного подшипника состоит из пяты, которая крепится на вал ротора и подпятника, который устанавливается в головке. В пята имеется два отверстия, которые играют роль турбинки для создания циркуляции масла во внутренней полости двигателя. Подпятник имеет шесть сегментов, между которыми в зону трения подается масло.

Узел токоввода содержит электроизоляционную колодку, внутри которой размещены контактные гильзы, связанные с выводами обмотки статора.

В **основании**, расположенном в нижней части электродвигателя, размещается масляный фильтр и нижний подшипник, при помощи которого центруется нижняя часть вала ротора. При использовании двухкорпусной гидрозащиты, в основании дополнительно размещается перепускной клапан, который обеспечивает сообщение полости электродвигателя с компенсатором.

Для защиты двигателя от проникновения в его полость окружающей пластовой жидкости, для охлаждения обмоток и смазывания подшипников, двигатель заполняется специальным маслом. Циркуляция масла внутри двигателя

осуществляется из полости фильтра по внутреннему отверстию в валу, затем масло поступает для смазки радиальных подшипников, откуда попадает в зазор между статором и ротором и возвращается к фильтру. Циркулирующее внутри двигателя масло передает тепло статору и через железо и корпус статора – омывающей двигатель пластовой жидкости. Поэтому для охлаждения двигателя необходимо непрерывное протекание пластовой жидкости по кольцевому зазору

между корпусом электродвигателя и эксплуатационной колонной. И чем больше будет скорость прохождения пластовой жидкости, тем лучше будет осуществляться охлаждение ПЭД.

В настоящее время выпускают электродвигатели различных исполнений по теплостойкости для работы в пластовой жидкости с разной рабочей температурой. Теплостойкость ПЭД является основным параметром для эксплуатирующего персонала, поскольку оказывает влияние на режим эксплуатации ПЭД, на режим проведения тепловых обработок, а также на процесс вывода скважины на режим.

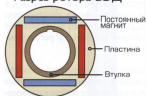
Группа исполнения	Д1	Д2	Д3	Д4
Температура окружающей среды	до 90°C	до 120°C	до 150°C	до 170°C

Принцип работы асинхронного двигателя.

В обмотке статора, при ее включении в сеть трехфазного тока, возникает вращающееся магнитное поле, которое пересекает стержни ротора и наводит в них электродвижущую силу. Так как стержни ротора замкнуты, то в них под действием этой силы возникнет ток. Этот ток, взаимодействуя с магнитным полем, создает вращающий момент, под воздействием которого ротор придет во вращение. Направление вращения ротора будет совпадать с направлением вращения поля статора, однако по скорости вращения ротор будет немного отставать от поля статора, поэтому эти двигатели называются асинхронными. Таким образом, электрическая энергия, поступающая в обмотку статора из сети, преобразуется в механическую энергию вращения вала ПЭД.

ПОГРУЖНОЙ ВЕНТИЛЬНЫЙ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЬ.

Разрез ротора ВЭД



Конструктивно, вентильный двигатель не отличается от асинхронного двигателя за исключением устройства ротора. Отличие конструкции пакетов ротора состоит в том, что они собраны на втулках, выполненных из бесшовных труб, на которых склеиваются пластины из электротехнической стали. В пазы пакетов вставляются постоянные магниты. При этом количество полюсов составляет от

двух до пяти пар с чередованием северного и южного полюсов.

Еще одной конструктивной особенностью вентильного двигателя является наличие датчика положения ротора (ДПР), который необходим для управления подключения тех фаз электродвигателя, которые создают максимальный момент с полюсами ротора.

Принцип работы вентильного двигателя основан на том, что микроконтроллер, расположенный в станции управления, питает обмотки статора по определенному алгоритму так, чтобы магнитное поле статора всегда было сдвинуто относительно магнитного поля ротора. В результате



взаимодействия магнитных полей создается вращающий момент, который стремится развернуть ротор так, чтобы магнитные поля статора и ротора совпали. Но при повороте ротора под действием ДПР происходит переключение обмоток, и магнитное поле статора поворачивается на следующий шаг. Таким образом, чем быстрее происходит переключение обмоток статора, тем быстрее вращается ротор.

Преимущества вентильных электродвигателей перед асинхронными двигателями заключаются в следующем. При одинаковой мощности вентильные двигатели обладают меньшими массогабаритными показателями, пониженным тепловыделением и энергопотреблением (последнее снижается до 30%), а также повышенным значением КПД, коэффициента мощности, электромагнитного момента. Имеется возможность регулирования частоты вращения (250-2000, 500-3500 об/мин) и автоматического сохранения мощности на валу при различных режимах работы насоса. Благодаря регулируемому приводу осуществляется плавный запуск установки, компенсация неточностей подбора оборудования, а также оптимизация работы системы «насос-пласт» в случае изменений параметров пласта. К недостаткам вентильных двигателей следует отнести высокую стоимость станции управления и самого электродвигателя, обусловленную сложной системой управления и использованием дорогостоящих постоянных магнитов в конструкции ротора.

2.2. ГИДРОЗАЩИТА ПЭД.

Гидрозащита предназначена для защиты погружных маслозаполненных электродвигателей от проникновения пластовой жидкости в их внутреннюю полость, а также компенсации утечки масла и тепловых изменений его объема при эксплуатации электродвигателя. Гидрозащита состоит из *протектора* и *компенсатора*.

Протектор служит для герметизации вала, передающего вращение насосу, а также для регулирования давления в системе при температурных расширениях масла и удаления газов, скопившихся в процессе работы двигателя. Протектор представляет собой маслонаполненную камеру с набором защитных и регулирующих устройств.

Компенсатор служит для уравнивания давления во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине и компенсации теплового изменения объема масла во внутренней полости двигателя при его работе и остановках. Компенсатор, представляет собой камеру, образованную эластичной диафрагмой, сообщающуюся с электродвигателем.

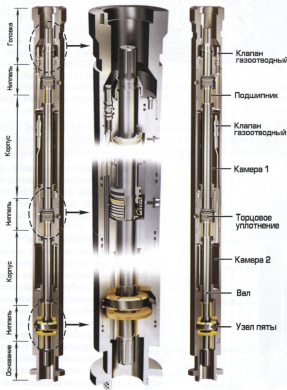
В настоящее время погружные электродвигатели комплектуются либо однокорпусной, либо двухкорпусной гидрозащитой.

ДВУХКОРПУСНАЯ ГИДРОЗАЩИТА.

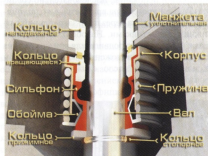
В двухкорпусной гидрозащите (на примере модульной гидрозащиты МГ-54 производства «Алмас») компенсатор располагается в отдельном корпусе ниже электродвигателя, а протектор устанавливается между насосом и двигателем.

Устройство протектора.

Протектор состоит из головки, верхнего, среднего и нижнего ниппелей, двух корпусов, установленных между ниппелями и основания, последовательно соединенных между собой посредством резьбы. Вал протектора вращается в подшипниках, которые установлены в ниппелях. Осевая нагрузка через пята, закрепленную на валу, воспринимается верхним и нижним подпятниками. На обоих концах вала имеются шлицы для соединения с валами насоса и электродвигателя при монтаже на скважине. Протектор имеет две, последовательно расположенные камеры, полости которых заполняются маслом при монтаже. Это масло служит запасом для



компенсации его естественного расхода через торцовые уплотнения, которые герметизируют вращающийся вал.



крепится в корпусе протектора. Конструкция торцевого уплотнения обеспечивает постоянный натяг сильфона, что повышает надежность крепления на валу и герметичность.

Для удаления газов, скопившихся в процессе работы двигателя, в каждой камере расположена система сброса в виде клапанов, которые также позволяют осуществить регулирование давления при температурных расширениях масла.



Основание протектора имеет фланец для соединения с электродвигателем и посадочный бурт с резиновыми кольцами для герметизации этого соединения. На торце головки имеются шпильки для соединения с насосом.

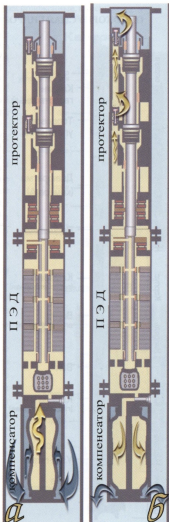
Устройство компенсатора.

Компенсатор представляет собой корпус в виде трубы, внутри которого размещена резиновая диафрагма, закрепленная на каркасе. Внутренняя полость диафрагмы заполнена маслом и сообщается с полостью электродвигателя по каналу с перепускным клапаном, который расположен в головке компенсатора. В основании компенсатора имеются отверстия, через которые в полость за диафрагмой поступает пластовая жидкость для передачи внешнего давления на диафрагму компенсатора. В головку компенсатора ввернуты шпильки для соединения с электродвигателем.

Принцип работы двухкорпусной гидрозащиты.

При спуске установки в скважину (а), пластовая жидкость, через отверстия в корпусе компенсатора, заполняет полость между корпусом и диафрагмой. Под действием давления столба жидкости в скважине, диафрагма сжимается, и масло из диафрагмы через перепускной клапан попадает в полость электродвигателя. Таким образом, происходит уравнивание давления во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине. При работе электродвигателя (б) масло, нагреваясь, расширяется, при этом растягивает резиновую диафрагму и прижимает ее к внутренней поверхности корпуса компенсатора. Лишний объем масла сбрасывается наружу посредством системы последовательно расположенных газоотводных обратных клапанов протектора.

При остановке и охлаждении двигателя (а) объем масла будет уменьшаться и резиновая диафрагма, воспринимая давление окружающей среды, будет втягиваться внутрь и пополнять маслом полость двигателя. При последующем включении двигателя процесс изменения объема масла повторится, т.е. при любых изменениях давления масла диафрагма компенсатора будет «дышать» и уравнивать давление в полости двигателя с давлением окружающей среды.



ОДНОКОРПУСНАЯ ГИДРОЗАЩИТА.



Однокорпусная гидрозащита (на примере ИГ-57 производства «Алнас») представляет собой протектор, в корпусе которого размещается компенсатор. Протектор устанавливается над электродвигателем.

Гидрозащита состоит из последовательно соединенных между собой посредством резьбы: головки, ниппелей с корпусами и основания. Внутри гидрозащиты размещается вал, который вращается в нескольких подшипниках, установленных в ниппелях. Осовая нагрузка на вал через пята, зафиксированную на валу двумя плоскими стопорными кольцами, воспринимается верхним и нижним подпятниками. На обоих концах вала имеются шлицы для соединения с валами насоса и электродвигателя при монтаже на скважине.

Узел пяты



Гидрозащита имеет три, последовательно расположенные, камеры.

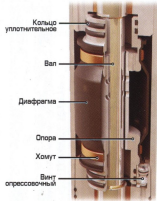
Камера А, которая выполняет роль компенсатора, образована резиновой диафрагмой, закреплённой при помощи хомутов на опоре с отверстиями. Верхний и нижний концы опоры имеют посадочные бурты с резиновыми кольцами для герметизации соединения опоры с ниппелями. Камера А защищена от проникновения пластовой жидкости по валу торцовым уплотнением.

Камеры Б и В одинаковые по устройству, каждая из них представляет собой гидрозапорную камеру, образованную корпусом и опорой с трубой. Принцип действия гидрозапорной камеры следующий. При порыве диафрагмы, пластовая жидкость заполняет камеру А и далее через отверстия в опоре диафрагмы, вдоль вала проникает к верхней камере Б. Перед тем, как попасть в нижнюю камеру В, жидкость должна полностью вытеснить масло из верхней камеры Б, пройдя по лабиринту: через полость между внутренней стенкой корпуса и внешней стенкой трубы в полость между трубой и опорой, через отверстие в верхней части опоры в полость между валом и опорой.

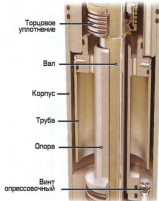
От проникновения пластовой жидкости по валу, камеры Б и В защищены торцовыми уплотнениями. Внутренние полости камер гидрозащиты заполняются маслом при монтаже двигателя. Это масло служит запасом для компенсации его естественного расхода через верхнее торцовое уплотнение, герметизирующее вращающийся вал.

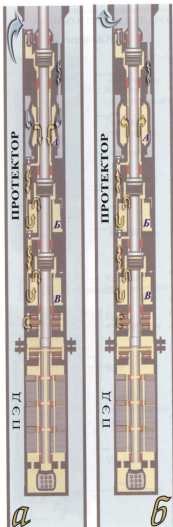
Для удаления газов, скопившихся в процессе работы двигателя, в верхнем ниппеле расположена система сброса в виде клапанов, которые позволяют осуществлять также регулирование давления при температурных расширениях масла. Определяющие

Камера А



Камера Б (В)





винты предназначены для герметизации камер Б и В при испытании их и торцовых уплотнений на герметичность при сборке гидрозащиты. После сборки и испытаний винты откручиваются.

Основание гидрозащиты имеет фланец для соединения с электродвигателем и посадочный бурт с резиновыми кольцами для герметизации этого соединения. На торце головки имеются шпильки для соединения с насосом.

Принцип работы однокорпусной гидрозащиты.

При спуске установки в скважину (а) пластовая жидкость через отверстие в головке гидрозащиты по каналу в верхнем ниппеле поступает в полость за диафрагмой (во внешнюю полость камеры А). По мере погружения установки, вследствие увеличения гидростатического давления жидкости, диафрагма сжимается, тем самым, уравнивая давление масла в двигателе с давлением окружающей среды.

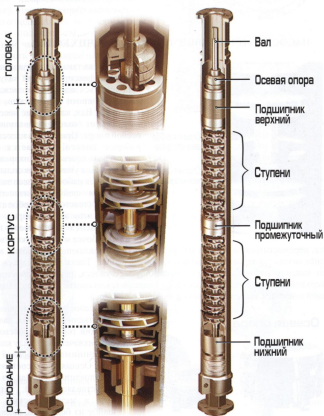
При работе электродвигателя (б) масло увеличивается в объеме вследствие повышения температуры. Тепловое расширение масла вызовет его перемещение по зазорам вдоль вала, через гидрозащитные камеры, в полость диафрагмы (камера А). Давление на гибкую диафрагму изнутри, вызванное притоком масла, передается наружу и вытесняет пластовую жидкость из полости за диафрагмой в скважину.

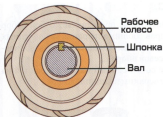
При остановке двигателя масло, остывая, уменьшится в объеме и резиновая диафрагма под действием гидростатического давления, сожмется и пополнит маслом полость электродвигателя. При этом давление масла в двигателе уравнивается с давлением окружающей среды.

2.3. ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ НАСОС.

Погружной многоступенчатый центробежный насос представляет собой набор большого числа ступеней - рабочих колес и направляющих аппаратов, заключенных в стальной корпус в виде трубы. Рабочие колеса и направляющие аппараты собираются на одном валу, который поддерживается осевой опорой.

Направляющие аппараты, представляющие собой единый пакет, опираются на основание и закреплены от проворота в корпусе верхним подшипником.



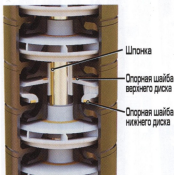


Рабочие колеса посажены на вал при помощи шпонки, которая входит в паз вала и в паз каждого колеса. Такая конструкция позволяет передать вращение от вала к рабочим колесам.

Различают следующие схемы сборки насосов:

- с «плавающим» типом рабочих колес,
- «компрессионная» сборка,
- «пакетная» сборка.

НАСОСЫ С «ПЛАВАЮЩИМ ТИПОМ» РАБОЧИХ КОЛЕС.



В насосах такой конструкции, рабочие колеса не фиксированы на валу и могут перемещаться вдоль вала между двумя направляющими аппаратами, то есть «плавать». Вал, который не несет на себе нагрузку от колес, подвешивается на осевой опоре. При работе насоса, каждое рабочее колесо, опирается нижним диском на кольцевой бурт направляющего аппарата. Для уменьшения силы трения в нижний диск рабочего колеса запрессована опорная шайба из износостойкого материала (текстолит, карбонит и т.п.). Учитывая, что на некоторых режимах работы насоса (например, пусковой режим) рабочее колесо может «всплыть»,

т.е. переместиться до опорного бурта верхнего направляющего аппарата, в верхний диск колеса также запрессовывается опорная шайба. Таким образом, осевое усилие от каждого рабочего колеса (собственный вес колеса, перепад давления между верхней и нижней частью колеса и т.д.) передается на соответствующий направляющий аппарат, и далее воспринимается корпусом насоса.

Осевая опора



Пята



Подпятник

Осевое усилие от вала насоса (собственный вес вала, давление на верхний торец вала, осевое усилие от прихваченных к валу колес и т.д.) воспринимается *осевой опорой вала*. Осевая опора состоит из пяты и подпятника, каждая из которых представляет собой, установленную в металлическую обойму, шайбу из бэльтинга, силицированного графита или керамики.

Пята через шпонку посажена на вал и удерживается в осевом направлении посредством дистанционного и стопорного кольца. Подпятник опирается на верхний подшипник, а за счет паза входящего в отверстие верхнего подшипника, удерживается от проворота. Осевая сила от вала передается пятой через стопорное и дистанционное кольцо подпятнику. При работе насоса, жидкость из верхнего подшипника, по зазору между втулкой и подпятником, поступает к центральной части пяты. При вращении пяты жидкость по канавкам нагнетается в зазор между плоскими частями подпятника и пяты. Таким образом, подпятник скользит по слою жидкости.

Основным недостатком такой конструкции является подверженность осевой опоры воздействию механических примесей. Поэтому в настоящее время заводы-изготовители погружного оборудования выпускают насосы без осевой опоры вала в секциях. В таких насосах восприятие осевого усилия от вала осуществляется: пятой протектора гидрозащиты, осевой опорой специального входного модуля или осевой опорой газосепаратора.

Поперечные (радиальные) усилия, возникающие при работе насоса, воспринимают радиальные подшипники. В каждой секции насоса обычного исполнения вал вращается в двух подшипниках - верхнем и нижнем. Для предотвращения изгиба и сохранения прямолинейности вала в насосах износостойкого исполнения устанавливаются промежуточные радиальные подшипники.



Верхний подшипник

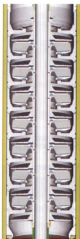


Промежуточный подшипник



Нижний подшипник

В усовершенствованных конструкциях насосов радиальные подшипники размещают в направляющих аппаратах, что позволяет отказаться от установки промежуточных подшипников и сэкономить полезное пространство для дополнительных ступеней.



«КОМПРЕССИОННАЯ» СБОРКА НАСОСА.

В таких насосах за счет точной подгонки высоты ступиц рабочих колес, обеспечивается их соприкосновение друг с другом. Такая «гребенка» колес фиксируется на валу. Таким образом, осевое усилие от каждого рабочего колеса передается на вал. Для восприятия такой осевой нагрузки требуется усиленная осевая опора, разместить которую в насосе не представляется возможным. Поэтому вся осевая нагрузка от вала насоса передается на пята гидрозащиты.

Преимущества «компрессионной» сборки: применение в условиях повышенного содержания механических примесей в добываемой продукции; разгрузка дисков рабочих колес от осевой нагрузки (в некоторых случаях опорные шайбы рабочих колес могут отсутствовать).

Недостатком «компрессионной» сборки является сложность монтажа. Так как для того чтобы рабочие колеса не соприкасались с направляющими аппаратами, при монтаже насоса осуществляется подгонка зазора в рабочих ступенях за счет установки специальных калиброванных пластин между валами в плечевых муфтах.



«ПАКЕТНАЯ» СБОРКА НАСОСА.

В таких насосах несколько рабочих колес и направляющих аппаратов (от 3 до 10 пар) собираются в пакеты, при этом высота ступиц рабочих колес подобрана таким образом, чтобы между колесами был небольшой зазор. Особенностью такой сборки является способность насоса, точнее, отдельных его элементов, менять свои функции в зависимости от режимов работы, параметров перекачиваемой среды и интенсивности износа. Рабочие колеса, изначально установленные «плавающими», по мере износа опорных шайб начинают передавать свою осевую нагрузку на нижние колеса, образуя «гребенку», характерную для компрессионных ступеней. В результате весь пакет начинает передавать суммарную осевую нагрузку на специальную осевую опору, установленную в нижней части каждого пакета. В этом положении нагрузка с опорных шайб колес снимается, и их износ практически прекращается, при этом протечки между ступенями минимальны, поскольку зазоры в уплотнениях близки к нулю.

«Пакетная» сборка обладает всеми преимуществами «компрессионной» сборки и лишена её главного недостатка - не требует подгонки при монтаже, что существенно уменьшает время монтажа и возможность ошибок монтажника.

Ступень насоса.

Каждая ступень насоса состоит из *рабочего колеса* и *направляющего аппарата*.

Рабочее колесо состоит из двух дисков - нижнего, в виде кольца с отверстием большого диаметра в центре, и верхнего - сплошного диска со ступицей, через которую проходит вал. Между дисками, соединяя их в единую конструкцию, находятся лопасти, плавно изогнутые в сторону, противоположную направлению вращения колеса.

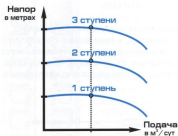


Направляющий аппарат состоит из диффузора, в виде стакана с отверстием большого диаметра в центре, и диска с отверстием, диаметр которого чуть больше диаметра втулки рабочего колеса. Между диффузором и диском, соединяя их в единую конструкцию, находятся лопатки, изогнутые в ту же сторону, что и лопасти рабочего колеса.



В зависимости от условий работы рабочие колеса и направляющие аппараты изготавливают из различных материалов различными методами:

- рабочие органы из модифицированного серого чугуна и чугуна типа «нирезист» изготавливают литьем;
- рабочие органы из специального «порошка» - спеканием;
- рабочие органы из полимерных материалов - штамповкой.



(применяются в насосах с низкой подачей – до 250 м³/сут) и ступени с наклонно-цилиндрическими лопатками (применяются в насосах с подачей свыше 250 м³/сут).

Каждая ступень развивает напор от 3 до 7 метров водяного столба.

При увеличении количества ступеней напор будет равен сумме напоров развиваемых каждой ступенью в отдельности, подача же насоса при этом останется неизменной, т.е. такой, какую обеспечивает одна ступень. Подача насоса зависит от размера и конфигурации ступеней.

Существуют два типа ступеней: ступени с цилиндрическими лопатками

Ступень с цилиндрическими лопатками



Ступень с наклонно-цилиндрическими лопатками



Учитывая глубину, с которой приходится поднимать жидкость, а также противодействие, которое необходимо преодолеть насосу при транспортировке жидкости до ДНС, в насосе приходится устанавливать большое количество ступеней (до 650 штук). При размещении такого количества ступеней в одном корпусе его длина достигала бы 20 м, что затрудняло бы его изготовление, транспортировку и монтаж на скважине. Поэтому высоконапорные насосы состояются из нескольких секций (модулей), длиной не более 6 м (примерно 120-200 ступеней).

Для соединения секций насоса используются следующие типы соединений:

- соединение «фланец-фланец»;
- соединение «фланец-корпус»;
- соединение «фланец-корпус» с дополнительным подшипником.

Соединение «фланец-корпус» обеспечивает более высокую прочность межсекционного соединения по сравнению с соединением «фланец-фланец» (уменьшение концентраторов напряжения, увеличенная толщина стенки головки, уменьшающая абразивный износ межсекционного соединения).

Соединение «фланец-корпус» с дополнительным подшипником (в головке секции встроены подшипники) способствует снижению уровня вибрации насоса.

ТИПЫ СОЕДИНЕНИЙ СЕКЦИЙ НАСОСОВ

Соединение
"фланец - фланец"



Соединение
"фланец - корпус"



Соединение
"фланец - корпус"
с дополнительным
подшипником



Валы секций насоса соединяются между собой шлицевыми муфтами. Для этой цели на концах валов имеются шлицы (зубья) и впадины (пазы), радиально расположенные на поверхности.



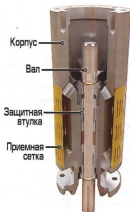
Входной модуль.

Прием и подвод скважинной жидкости в насос осуществляется через входной модуль. Входной модуль состоит из корпуса с отверстиями для прохода пластовой жидкости, вала с защитными втулками и приемной сетки, которая обеспечивает грубую очистку входящей жидкости от механических примесей. Верхняя часть входного модуля присоединяется к секции насоса, а нижняя часть к протектору. С целью уменьшения количества соединений, заводы-изготовители в настоящее время выпускают погружное оборудование со встроенным входным модулем. Входной модуль встраивается: в нижнюю секцию насоса или в протектор гидрозащиты.

При добыче пластовой жидкости с высоким содержанием механических примесей, для предупреждения попадания их в рабочие органы насоса, применяют шламоуловители или входные фильтры.

Входной фильтр устанавливается между гидрозащитой и нижней насосной секцией. Задержание механических примесей осуществляется при прохождении загрязненной пластовой жидкости через установленные внутри фильтра фильтрующие элементы.

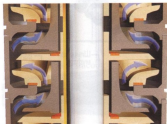
Шламоуловитель работает в составе погружной установки в качестве дополнительной модуль-секции, устанавливаемой между входным модулем и нижней секцией насоса. Улавливание и осаждение механических примесей осуществляется с помощью специальных улавливающих аппаратов.



Входной модуль

Принцип работы центробежного насоса.

Работа насоса основана на взаимодействии лопаток вращающегося рабочего колеса и перекачиваемой жидкости. Вращаясь, рабочее колесо сообщает круговое движение жидкости, находящейся между лопатками. Вследствие возникающей центробежной силы жидкость от центра колеса перемещается к внешнему выходу, а освободившееся пространство вновь заполняется жидкостью, поступающей под

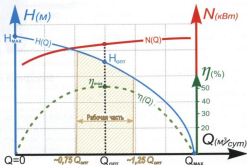


действием создаваемого разрежения. Из рабочего колеса жидкость забрасывается в направляющий аппарат, который по своим каналам направляет жидкость к центральной части следующего колеса. Вследствие такого принудительного отклонения потока жидкости, на внутренних стенках направляющего аппарата создается давление. Таким образом, скоростная энергия преобразуется в энергию давления.

Техническая характеристика насосов.

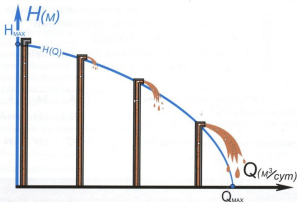
Основными параметрами насоса являются *подача* и *напор*. Под подачей понимают объем жидкости, который перекачивает насос за определенный промежуток времени (Q , м³/сут). Напор - это максимальная высота, на которую насос может поднять жидкость (H , м), или давление, которое способен преодолеть насос, выраженное в метрах столба жидкости.

В зависимости от условий эксплуатации центробежные насосы имеют переменные подачи и напоры. Графическая зависимость напора, потребляемой мощности и к.п.д. от подачи при постоянном числе оборотов называется характеристикой центробежного насоса. Обычно характеристики насосов устанавливают



опытным путем (испытание водой $\rho=1000 \text{ кг/м}^3$): при постоянном числе оборотов насоса изменяют степень открытия задвижки, установленной на выходе из насоса, замеряют подачу (Q), напор (H) и мощность (N), далее по этим данным вычисляют КПД насоса (η). Найденные таким путем зависимости изображают графически в прямоугольной системе координат, как правило, для 100 ступеней.

Основной характеристикой насоса считается зависимость напора от его подачи $H(Q)$. По характеру кривой видно, что насос способен поднять столб жидкости на максимальную высоту (H_{max}), но при этом он будет работать вхолостую ($Q=0$) и наоборот – насос способен перекачать максимальный объем жидкости (Q_{max}) при отсутствии противодавления ($H=0$).



Поскольку полезная работа насоса пропорциональна произведению подачи на напор, то для этих двух крайних режимов работы насоса полезная работа будет равна нулю, а следовательно и КПД будет равен нулю. При определенном соотношении Q и H , к.п.д. достигает максимального значения, равного примерно 50%. Подача и напор, соответствующие максимальному к.п.д., называются оптимальным режимом работы насоса. Зависимость $\eta(Q)$ около своего максимума уменьшается плавно (3 – 5%), поэтому вполне допустима работа ЭЦН при режимах, отличающихся от оптимального в ту и другую сторону на некоторую величину. Область возможных режимов работы насоса называется рабочей частью или рабочей зоной.

Кривая $N(Q)$ характеризует зависимость потребляемой насосом мощности от подачи. Стендовые испытания различных насосов показали, что как правило, потребляемая насосом мощность снижается при уменьшении подачи.

Подбор насоса по существу сводится к выбору такого типоразмера ЭЦН, чтобы он, будучи спущен в скважину, осуществлял максимально допустимый отбор жидкости с заданной глубины и работал при этом, на режимах приближенных к максимальному КПД.

УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

ЭЦН (**К**) (**И**) - **XX** - **XXX** - **XXXX**
 1 2 3 4 5 6

- 1 – Электроцентробежный насос
- 2 – Насос в коррозионностойком исполнении
- 3 – Насос в износостойком исполнении
- 4 – Габаритная группа насоса
- 5 – Номинальная подача насоса ($\text{м}^3/\text{сут}$)
- 6 – Номинальный напор (м)

Габаритная группа насоса	5	5A	6	6A
Минимально допустимый внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм	123,7	130	144,3	148
Наружный диаметр корпуса насоса, мм	92	103	114	123

Пример обозначения электроцентробежного насоса с наружным диаметром корпуса 92 мм, номинальной **подачей** $80 \text{ м}^3/\text{сут}$ и номинальным **напором** 1200 м, выполненного в износостойком исполнении:

ЭЦН (И) - 5 - 80 - 1200

2.4. ГАЗОСЕПАРАТОРЫ и ДИСПЕРГАТОРЫ.

Большое количество свободного газа, попадающего в скважину непосредственно из пласта либо выделяющегося из нефти, затрудняет эксплуатацию скважин погружными центробежными насосами. При попадании газа в центробежный насос, в каналах рабочего колеса и направляющего аппарата возникают вихревые газовые «мешки», заполненные газожидкостной смесью пониженной плотности. С одной стороны, скопление газа стесняет проходное сечение канала, уменьшая подачу, а с другой стороны, препятствует нормальному закручиванию потока на выходе из рабочего колеса, что приводит к снижению напора колеса. Вихревые области по мере накопления содержащегося в них газа увеличиваются и занимают все большую и большую часть канала. Когда такой «мешок» распространяется на всю ширину канала, образуется газовая пробка и происходит прекращение подачи насоса («срыв подачи»).

Допустимая величина газосодержания на входе в насос колеблется (в зависимости от типоразмера насоса) в пределах 5–25% от объема добываемой продукции.

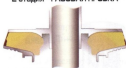
Для обеспечения стабильной работы погружного насоса при откачке высокогазированной жидкости применяются *газосепараторы* или *диспергаторы*, которые устанавливаются в ЭЦН вместо входного модуля.

ГАЗОСЕПАРАТОР предназначен для уменьшения количества свободного газа в пластовой жидкости, откачиваемой погружными электроцентробежными насосами. Газосепаратор состоит из корпуса в виде трубы, головки, основания и вала, с расположенными на нем деталями. В головке размещены две группы перекрестных каналов для газа и жидкости. В основании находится полость с каналами для приема газожидкостной смеси, закрытая приемной сеткой, а также осевая опора вала. Некоторые газосепараторы выпускают без осевой опоры вала. В этом случае вал газосепаратора опирается на вал гидрозащиты. На валу, который вращается в подшипниках, размещены: шнек, выпрямитель потока и сепараторы.

1 стадия - СКОПЛЕНИЕ ГАЗА



2 стадия - ГАЗОВАЯ ПРОБКА





Принцип работы газосепаратора.

При работе газосепаратора поступающая через приемную сетку газожидкостная смесь подается шнеком в сепарационную камеру, где под действием центробежных сил происходит разделение жидкости и газа: более тяжелая жидкость отбрасывается к стенке, а более легкий газ отжимается к центру и располагается вокруг вала. Дегазированная жидкость по каналам головки направляется в насос, а отделившийся газ - в затрубное пространство скважины.

ДИСПЕРГАТОР предназначен для измельчения пузырьков свободного газа в пластовой жидкости, подготовки однородной суспензии и подачи ее на вход погружного центробежного насоса. Диспергаторы применяются в скважинах с повышенной обводненностью, для использования полезной работы газа в НКТ.

Диспергатор состоит из трубного корпуса, головки, основания с приемной сеткой, аппаратов-рассекателей и вала с расположенными на нем деталями. В головке размещаются лопаточный рассекатель и разделитель, имеющий четыре канала. В основании находится полость с каналами для приема газожидкостной смеси, которая закрыта приемной сеткой. На валу размещены шнек и колеса. Диспергаторы выпускаются с осевой опорой вала и без осевой опоры вала, с передачей осевых усилий на пятку протектора гидрозащиты.

При работе диспергатора поступающая через приемную сетку газожидкостная смесь подается шнеком в диспергирующее устройство (несколько колес, вращающихся внутри аппаратов-рассекателей), в котором повышается степень однородности и измельченности газовых включений и осуществляется превращение ее в однородную суспензию, которая с помощью лопаточного рассекателя по каналам разделителя направляется в нижнюю секцию насоса.

В скважинах с особовысоким газовым фактором, где применение ни газосепаратора, ни

диспергатора не обеспечивает стабильной работы ЭЦН, применяется **газосепаратор-диспергатор**. Газосепаратор-диспергатор одновременно работает как газосепаратор, разделяя газожидкостную смесь на две фазы: газовую и жидкостную, и удаляя часть газа в затрубье, а с оставшейся газожидкостной смесью как диспергатор, перерабатывая ее в однородную суспензию и подавая на вход насоса.



2.5. НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ (НКТ).

Подъем пластовой жидкости на поверхность осуществляется по напорному трубопроводу, который состоит из большого числа насосно-компрессорных труб. На обоих концах НКТ имеется резьба для соединения их в колонну при помощи муфт. Каждая труба поставляется с навинченной на один конец муфтой. Длина каждой трубы от 5,5 до 11 метров. Выпускают насосно-компрессорные трубы двух типов: гладкие (одинакового размера по всей длине) и с высаженными наружу концами (ВНК). Трубы с высаженными наружу концами равнопрочны по всей длине тела и нарезной части, по сравнению с гладкими трубами, в которых концы ослаблены резьбой.

На каждой трубе, на расстоянии 0,4 - 0,6 м. от ее конца, снабженного муфтой, наносится маркировка.



Виды НКТ



Условный диаметр НКТ		Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр муфты, мм	Масса 1 п.м., кг
48	гладкая	48,3	4,0	55,9	4,46
	с ВНК			63,5	4,55
60	гладкая	60,3	5,0	73,0	6,69
	с ВНК			77,8	7,08
73	гладкая	73,0	5,5 ; 7,0	88,9	9,5 ; 11,7
	с ВНК			93,2	9,66 ; 11,86
89	гладкая	88,0	6,5	108,0	13,65
	с ВНК			114,3	13,9 ; 16,7

Структура маркировки НКТ

XX (X) X,X X,X XX (т)
 1 2 3 4 5

- 1 – Условный диаметр трубы, мм
- 2 – Группа прочности
- 3 – Толщина стенки, мм
- 4 – Длина трубы, м
- 5 – Товарный знак завода-изготовителя

Пример маркировки насосно-компрессорной трубы, условным диаметром 73 мм, с толщиной стенки 5,5 мм, длиной 9,8 м, выполненной из стали с группой прочности-Е:

73 (E) 5,5 9,8 СА(т)



Насос подвешивают на колонне насосно-компрессорных труб при помощи переводника, называемого модуль-головкой. С одной стороны модуль-головки имеется фланец для соединения с верхней секцией насоса, а с другой стороны внутренняя резьба для присоединения к насосно-компрессорной трубе. Конструкция модуль-головки обеспечивает легкость захвата насоса ловильным инструментом в случае его падения (полета) в скважину, поэтому модуль-головку называют еще «ловильной» головкой.

С целью уменьшения количества соединений, заводы-изготовители выпускают верхние секции насоса со встроенной «ловильной» головкой.

2.6. ОБРАТНЫЙ КЛАПАН И СЛИВНОЙ КЛАПАН

ОБРАТНЫЙ КЛАПАН.

В процессе эксплуатации электроцентробежного насоса, в силу ряда причин, случаются его кратковременные остановки. При каждой такой остановке происходит выравнивание уровня жидкости в НКТ с уровнем жидкости в затрубном пространстве. При этом поток жидкости, проходящий через насос, начинает раскручивать рабочие колеса в обратном направлении, что вызывает обратное вращение ротора двигателя. Если в этот момент произойдет автозапуск, то пусковые токи могут превысить допустимые пределы и произойдет перегрузка двигателя.

Для удерживания жидкости в колонне НКТ при остановке УЭЦН применяют обратный клапан. Обратный клапан представляет собой патрубок, с резьбой на концах (внутренней и наружной), внутри которого размещено запорное устройство.

По конструкции запорного устройства, клапана бывают двух видов: тарельчатого и шарового.

Клапан обратный тарельчатый



Клапан обратный шаровой



Тарельчатый клапан включает: тарелку со штоком, обрезиненное седло и направляющую втулку, в которой размещается шток тарелки. Шаровой клапан включает: стальной шар, металлическое седло и ограничитель, который представляет собой специальную решетку, ограничивающую движение шара.

Обратный клапан устанавливается на 3 от насоса трубе НКТ либо выше для предотвращения скопления свободного газа в верхних ступенях насоса во время его остановок.

Принцип действия:

При включении насоса, под воздействием потока перекачиваемой жидкости тарелка (стальной шар) поднимается, тем самым клапан открывается. При остановке насоса тарелка (шар) опускается на седло под воздействием столба жидкости в НКТ, т.е. клапан закрывается.

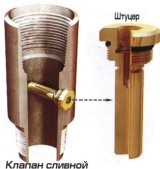
Для защиты обратного клапана от находящихся в НКТ механических примесей применяется шламовая труба, которая представляет собой трубу ($L=1,5-2,5\text{ м}$) с отверстиями, один конец которой запаян, а другой имеет резьбу. При монтаже труба ввинчивается в установленный внутри обратного клапана специальный патрубок. Ограничителем подъема шламовой трубы является нижний торец НКТ, вворачиваемой в клапан. Шламовая труба при помощи стержней, которые вмонтированы в её верхнюю часть, центрируется внутри НКТ. Отверстия шламовой трубы располагаются в её нижней части, что обеспечивает размывание и вынос на поверхность осадка механических примесей, оседающих в кольцевой шламовой камере после остановки насоса. Как правило, шламовой трубой комплектуются обратные клапана малопроизводительных установок ($Q \leq 60\text{ м}^3/\text{сут}$).



СЛИВНОЙ КЛАПАН.

Наличие обратного клапана усложняет подъем насосных труб, так как при подъеме и развинчивании труб удерживаемая в них клапаном жидкость будет разливаться, кроме того, присутствие жидкости существенно увеличивает вес поднимаемой колонны.

Для сообщения трубного и затрубного пространства, с целью проведения глушения скважины и слива жидкости из колонны НКТ перед её подъемом, применяют сливной клапан. Он представляет собой патрубок с двусторонней конической резьбой (внутренней и наружной). В середине патрубка имеется отверстие с резьбой, в которое ввинчивают бронзовый штуцер. С одного конца штуцера просверлено отверстие диаметром 5—8 мм на глубину 30 мм, переходящее у торца в гнездо под шестигранный ключ или «под отвертку» для



ввинчивания штуцера в патрубок.

На наружной поверхности штуцера имеет кольцевой надрез. Для уплотнения штуцера в отверстии патрубка установлено резиновое кольцо, способное выдерживать большие перепады давления. Сливной клапан монтируют на следующей трубе после обратного клапана.

Принцип работы:

Перед тем, как приступить к подъему ЭЦН из скважины, в насосные трубы сбрасывают металлический стержень – «ломик», длина которого составляет 1200 мм, а диаметр зависит от диаметра НКТ (для НКТ 89 и 73 - $\varnothing=35$ мм; для НКТ-60 - $\varnothing=25$ мм). «Ломик», свободно падая в трубах, ударяется о выступающий конец штуцера и отламывает его по линии надреза, открывая отверстие для слива жидкости из насосных труб. При последующем спуске ЭЦН, сломанный штуцер заменяют новым.

В тех случаях, когда для очистки труб от осаждающегося из нефти парафина применяют спускаемые на проволоке скребки, через одну трубу НКТ после сливного клапана устанавливают специальный предохранитель – «стоп-кольцо», конструкция которого позволяет предотвратить возможное падение скребка и слом им штуцера. Падению ломака этот предохранитель не препятствует.

2.7. СИСТЕМА ПОГРУЖНОЙ ТЕЛЕМЕТРИИ.

Наземный блок



Погружной блок



Система погружной телеметрии (ТМС) предназначена для регистрации и передачи внешним устройствам текущих значений: давления на приеме насосной установки, температуры масла погружного электродвигателя (ПЭД), уровня виброускорения ПЭД в радиальном и осевом направлениях, температуру пластовой жидкости и т.д.

В комплект системы погружной телеметрии входит: погружной блок (датчик) и наземный блок согласования (сопряжения) телеметрии.

Существует несколько схем установки погружного блока: в основании ПЭД, в головке ПЭД, выносные датчики на корпус ПЭД, на выкиде ЭЦН и т.п. В ОАО "Самаранефтегаз" в основном применяется только одна схема – установка погружного блока в основание ПЭД.

Питание погружного блока, а также передача данных осуществляется по кабельной линии, подающей электро-энергию к погружному электродвигателю.

Наземный блок встраивается в станцию управления. В наземном блоке телеметрическая информация обрабатывается и может передаваться в контроллер станции управления. Данные о контролируемых параметрах хранятся в памяти и отображаются на дисплее контроллера.

3. Электрооборудование установки электроцентробежного насоса.

3.1. ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА УСТАНОВКИ.

Установки электроцентробежных насосов питаются электроэнергией от промышленной сети трехфазного переменного тока напряжением 6000 В.

Токоподвод к погружному электродвигателю осуществляется по следующим схемам:

- СХЕМА 1. От сети 6 кВ электроэнергия подается на комплектную трансформаторную подстанцию типа КТПН, где напряжение понижается до величины необходимой для питания электродвигателя насоса. Управление погружным электродвигателем осуществляется при помощи блока управления, расположенного в КТПН.



- СХЕМА 2. От сети 6 кВ электроэнергия подается на трансформаторную подстанцию (ТП), где напряжение понижается до 380 В и подается на станцию управления. Поскольку рабочее напряжение ПЭД значительно превышает 380 В, рядом со станцией управления устанавливают трансформатор, который повышает напряжение до необходимой величины.



В случае применения станций управления с частотно-регулируемым приводом (ЧРП), между выходом станции управления с частотным преобразователем и повышающим трансформатором подключается выходной фильтр. Выходной фильтр предназначен для подавления высокочастотных гармоник несущей частоты 3-х фазного выходного напряжения станций управления с частотным регулированием.



При необходимости предотвращения проникновения высокочастотных помех в сторону питающей сети, перед станцией управления с ЧРП дополнительно устанавливается входной фильтр, который подавляет гармонические искажения.

- СХЕМА 3. От сети 6 кВ электроэнергия подается на трансформаторную подстанцию (ТП), где напряжение понижается до 380 В и подается на «промежуточный» трансформатор ТМГПНГ, где происходит частичное повышение напряжения до 490 В для снижения тока в станции управления. Со станции управления ток подается на «основной» трансформатор, который повышает напряжение до необходимой величины



3.2. КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ ДЛЯ ПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ.

Комплектные трансформаторные подстанции для погружных насосов типа КТППН обеспечивают прием и преобразование электрической энергии, управление и защиту электродвигателей ЭЦН мощностью от 16 до 125 кВт включительно.

КТППН состоит из разъединителя, который устанавливается на шкафу ввода, шкафа трансформатора, шкафа аппаратуры среднего и низкого напряжения (СНН).

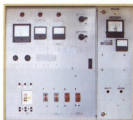
В шкафу трансформатора размещаются силовой трансформатор, который понижает напряжение для питания погружного электродвигателя.

Управление работой погружного электродвигателя и защита его от аномальных режимов работы осуществляется системой управления, расположенной в шкафу СНН.

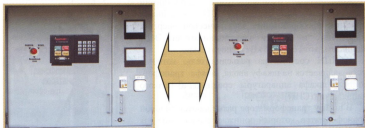
Основной составной частью системы управления в КТППН является блок (ячейка) управления. На передней панели блока управления расположены:

- сигнальные лампы, свечение которых сигнализирует о причинах отключения установки: «перегрузка», «недогрузка» или обратное вращение ПЭД;
- приборы индикации текущих параметров работы насосной установки, а именно: напряжения ПЭД, рабочего тока ПЭД, сопротивления изоляции системы «токоподвод – ПЭД»;
- переключатель режимов работы установки «Авт/Ручн/Откл»;
- переключатель контроля напряжений по фазам;
- кнопки «Пуск» и «Деблокировка»;
- автоматические выключатели «220 В, 10А», «Цепь управления», «Обогрев»;
- выключатель с разъемами для подключения стороннего потребителя.

КТППН-М – это модернизированная комплектная трансформаторная подстанция, которая выполняет все функции подстанции серии КТППН, но с расширением функциональных возможностей за счет применения микропроцессорного блока управления и наличия системы плавного пуска (терристорного коммутатора). При модернизации подстанции меняется блок управления шкафа СНН, контактор и силовые цепи. В качестве блока управления в КТППН-М в основном используются комплекты оборудования «Электон», «АЛСУ» и «ИРЗ».



Комплект оборудования «ИРЗ» (Ижевский Радиозавод)



На передней панели блока управления находится: переключатель режимов работы с функцией аварийного отключения и контролер.

Переключатель имеет два положения: «РАБОТА» и «ОТКЛ.». Кроме того, для того чтобы не возникало самопроизвольных запусков станции во время работы оператора на скважине, переключатель снабжен функцией аварийного отключения. Для включения данной функции необходимо нажать на переключатель и зафиксировать, слегка повернув его по часовой стрелке до совмещения указателя переключателя с надписью «Аварийный стоп».

Система управления.

Внешний вид передней панели контроллера представлен на рисунке. На панели управления контроллера «ИРЗ» расположены:

- дисплей ЖКИ, на котором отображается информация о параметрах и режимах работы станции и насосной установки;
- основная клавиатура управления с световыми индикаторами;
- разъем интерфейса RS-232, который используется для обмена информацией с внешними устройствами;
- дополнительная клавиатура управления.



Основная клавиатура служит для управления работой электродвигателя. Кнопки «ПУСК» и «СТОП» предназначены для включения и отключения электродвигателя.

Кнопки «АВТОМ» и «РУЧН» служат для перевода электродвигателя соответственно в автоматический или ручной режим работы. Каждая кнопка основной панели имеет свой световой индикатор, который загорается при нажатии на кнопку.

Дополнительная клавиатура предназначена для просмотра текущих параметров, истории отключений электродвигателя, проведения настроек контроллера, определяющих алгоритм работы электродвигателя и включающих в себя настройку всех групп главного меню. Текущие параметры работы контроллера делятся на две страницы: основную и дополнительную.

КНОПКА	ИНДИКАЦИЯ ТЕКУЩИХ ПАРАМЕТРОВ				
	ОСНОВНАЯ СТРАНИЦА		ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ СТРАНИЦА		
	1-е нажатие	2-е нажатие	1-е нажатие	2-е нажатие	3-е нажатие
1	U _{ав} =... (В) линейные напряжения между фазами А и В	U _а =... (В) напряжение фазы А	П=... полное количество пусков ПЭД	Дата первого пуска	-
2	U _{вс} =... (В) линейные напряжения между фазами В и С	U _в =... (В) напряжение фазы В	РБ=...час полная наработка ПЭД (часов)	РБ=...мин полная наработка ПЭД (минут)	РБ=...сек полная наработка ПЭД (секунд)
3	U _{са} =... (В) линейные напряжения между фазами С и А	U _с =... (В) напряжение фазы С	ПЭВ=... полная потребленная электроэнергия	кВт*час	-
4	I _а =... (А) ток фазы А	-	ПМ=... количество пусков ПЭД за месяц	-	-
5	I _в =... (А) ток фазы В	-	РБМ=...час наработка ПЭД за месяц (часов)	РБМ=...мин наработка ПЭД за месяц (минут)	РБМ=...сек наработка ПЭД за месяц (секунд)
6	I _с =... (А) ток фазы С	-	ПЭМ=... потребленная электроэнергия за месяц	кВт*час	-
7	I _{ср} =... (А) среднее значение тока	Δ I max максимальный дисбаланс токов между фазами	ПД=... количество пусков ПЭД за день	-	-
8	R>361 кОм R=... кОм Сопроотивление изоляции силового кабеля, кОм	-	РБД=...час наработка ПЭД за день (часов)	РБД=...мин наработка ПЭД за день (минут)	РБД=...сек наработка ПЭД за день (секунд)
9	U _{ср} =... В среднее значение линейного напряжения	Δ U max максимальный дисбаланс линейного напряжения между фазами	ПЭД=... потребленная электроэнергия за день	кВт*час	-
0	ЗГР=...% загрузка ПЭД, %	COS = ... коэффициент мощности	ВКЛ	ДД.ММ.ГГ. дата и время включения ПЭД	ЧЧ.ММ.СС.
.	ЧЧ:ММ:СС текущее (суточное) время и дата контроллера	ДД.ММ.ГГ	Версия ПО версия программного обеспечения и дата его установки.	ДД.ММ.ГГ.	-
OTM (#)	ЧЧ:ММ:СС	-	ЧЧ:ММ:СС	-	-
*	Переход к дополнительной странице		Переход к основной странице		

Кнопки "▲" и "▼" предназначены для последовательного вывода на индикатор истории отключений как при работающем, так и при отключенном двигателе. На индикатор последовательно выводятся причина отключения, дата отключения, время отключения. Для просмотра параметров при данном отключении необходимо нажать кнопку "ВВОД" (=).



В некоторых блоках управления используется контроллер без дополнительной клавиатуры. В этом случае для просмотра текущих параметров работы ПЭД необходимо пользоваться кнопками режима работы «АВТОМ.» или «РУЧН.». Последовательно нажимая активную кнопку (на которой горит лампочка), можно просмотреть все параметры, указанные в вышеприведенной таблице.

Сообщения об остановках.

При аварийной остановке электродвигателя, загорается световой индикатор клавиши «СТОП», а на дисплее отображается причина остановки. Для того чтобы посмотреть параметр, по которому произошло отключение, необходимо один раз нажать на кнопку «СТОП». На дисплее контроллера появится числовое значение: слева параметр, по которому произошло отключение, знак "меньше или больше", справа значение допустимого параметра – уставка. Если станция на момент аварийной остановки находилась в автоматическом режиме, то при последующем нажатии на кнопку «СТОП» на экране появится количество оставшихся перезапусков установки.



Таблица индикации сообщений контроллера находится в станции управления (как правило, наклеена на передней панели блока управления).

3.3. СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ.

Станции управления обеспечивают питание, управление работой погружной насосной установки и защиту её от ненормальных режимов работы. Станции управления изготавливают различных типов, применение которых определяется системой энергоснабжения скважины, мощностью управляемого электродвигателя, климатическим исполнением и количеством управляемых насосных установок.

Краткое описание, а также система управления наиболее распространенных в настоящее время станций управления приведены ниже.

Станция управления «CENTRILIFT»

Система управления.

Контроллер ELECTROSPEED GCS включает в себя графический дисплей, три сигнальные лампы (зеленая, оранжевая и красная), переключатель и рубильник.



Функции кнопок панели дисплея:

Зеленая кнопка «START» используется для ручного пуска двигателя.

Красная кнопка «STOP» используется для останова электродвигателя и для сброса состояния блокировки.

Желтые кнопки со стрелками используются для перемещения курсора по экрану.

Кнопка «ENTER» используется для выбора выделенного пункта меню.

Кнопка «MENU» используется как кнопка возврата или отмены, а также для прекращения процесса любых изменений или настроек.

Дисплей GCS имеет встроенные красный, желтый и зеленый светодиоды. Эти индикаторы функционируют не совсем так, как сигнальные лампы на панели:





Зеленый индикатор горит постоянно – двигатель работает, не ожидается каких-либо остановок, нет активных тревожных сигналов, требующих ответных действий контроллера.



Зеленый горит постоянно, желтый мигает – двигатель работает, но активизирован один из тревожных сигналов и идет обратный отсчет связанного с этим сигналом времени задержки останова. Если сигнал останется активным по истечении времени задержки, двигатель остановится.



Желтый горит постоянно – двигатель остановлен, нет ни одного активного тревожного сигнала, двигатель может автоматически перезапуститься после окончания времени задержки перезапуска. Если отключен параметр «Ждать таймер задержки для перезапуска», двигатель может быть перезапущен в любое время нажатием кнопки «Старт».



Красный горит постоянно – двигатель остановлен вручную, или оператором, или по команде центрального компьютера.



Красный мигает – двигатель остановлен из-за появления тревожного сигнала и не будет перезапущен без вмешательства оператора.



Красный мигает, желтый горит одновременно – двигатель остановлен из-за включения тревожного сигнала. Перезапуск произойдет после окончания времени задержки перезапуска.

Установлена пусковая задержка для этого сигнала.

Сигнальные лампы.

Если на станции управления установлены сигнальные лампы, подключенные к соответствующим цифровым выходам, системный блок Electrospeed GCS будет управлять так, что они будут работать в следующих комбинациях:



Красный сигнал указывает на то, что двигатель остановлен, и автоматический перезапуск не произойдет. Это может быть обусловлено следующими причинами:

- продолжает действовать какой-либо защитный сигнал;
- последняя остановка привела к включению блокировки;
- переключатель «Ручн\Откл\Авто» находится в положении «Откл» или «Ручн»;
- контроллер получил команду на остановку от центрального компьютера.



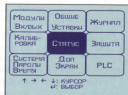
Желтый сигнал указывает на то, что двигатель остановлен, но нет ни одного защитного сигнала и контроллер производит обратный отсчет времени задержки перезапуска. По истечении времени задержки произойдет автоматический перезапуск.

Зеленый сигнал на панели означает, что двигатель включен.



Экран «Статус»

Экран «Статус» - это основной рабочий экран оператора. С его помощью оператор может просмотреть большинство текущих параметров, необходимых для определения режима работы двигателя. Как показано на примере ниже, экран содержит следующую информацию.



Двигатель включен и работает на частоте 50 Гц.

ВКЛЮЧЕН 50.0 Гц	
▶ ПРЯМОЕ Режим Фикс f	
ТОК: (Амп)	IA 449 IB 475 IC 439
U вых: 359	8:06
Аналог Вх1 Аналог Вх2	1.40 Атм 80 °C
Останов 2008 июн 14 17:12:34 ПЕРЕГРУЗ	Активен сигнал ЗСП

Последняя остановка была вызвана перегрузкой 14 июня 2008 года в 17ч.12мин.

- Направление вращения двигателя - **прямое**
Режим работы - **фиксированная частота**
- Выходные токи **449, 475, 439 Ампер**
- Выходное напряжение - **359 Вольт**
Текущее время
- Вход 1 подключен к датчику давления
Вход 2 подключен к датчику температуры
- Срабатывание сигнализации по недогрузке и ожидание окончания времени задержки перед отключением двигателя

Индикация тревожных сигналов и остановов

«Electrospeed GCS» всегда показывает информацию об активных тревожных сигналах и информацию об остановах на экране текущего состояния «СТАТУС». Контроллер также показывает экран предупреждения о тревожных сигналах, если произошел останов. Этот экран предупреждения (пример на рис.) появляется поверх остальных экранов и показывает время и причину останова двигателя.

Для подтверждения полученного предупреждения и возврата в предыдущий экран необходимо нажать кнопку «MENU».



Станция управления «ЭЛЕКТОН»

Станции управления «ЭЛЕКТОН-04» И «ЭЛЕКТОН-07» предназначены для управления и защиты погружных электродвигателей. Основным отличием станции «Электон-07» от «Электон-04» является наличие в составе станции «Электон-07» устройства плавного пуска погружного электродвигателя двигателя.

Станция управления «ЭЛЕКТОН-05» снабжена частотным преобразователем и предназначена для регулирования частоты вращения, оптимизации работы и защиты погружного электродвигателя.

Станции управления представляют собой металлический шкаф двухстороннего обслуживания. Шкаф имеет два отдельных отсека: верхний – отсек управления, нижний – силовой отсек. Каждый отсек закрывается отдельной дверью с замками.

Силовая часть станции управления представляет собой двухступенчатый преобразователь энергии трехфазного тока сети в энергию трехфазного тока с регулируемым напряжением и частотой.

В отсеке управления СУ ЭЛЕКТОН – 04 (07) расположены:

1. Контроллер «Электон-08»
2. Переключатель режимов работы «Авт/Ручн/Откл».
3. Кнопка «Пуск»
4. Автоматические выключатели «Силовые цепи», «Управление», «Цепи измерения».
5. Розетка «220В, 50 Гц».



В отсеке управления СУ ЭЛЕКТОН – 05 расположены:

1. Контроллер «Электон-09».
2. Автоматические выключатели «Силовые цепи» и «Автоматика».
3. Розетка «220В, 50 Гц».



Система управления.

Контроллер обеспечивает просмотр текущих параметров и управление режимом работы станции управления. Внешний вид передней панели контроллеров представлен на рисунке.

На передней панели расположены:

- индикаторы, которые информируют о состоянии, в котором находится станция управления: "СТОП", "ОЖИДАНИЕ", "РАБОТА";
- жидкокристаллический индикатор, на который выводится вся необходимая информация о работе станции;
- клавиатура для управления работой станции, настройки режимов и просмотра параметров работы;
- индикатор «ПОДОГРЕВ», информирующий о работе системы подогрева внутреннего объема контроллера;
- интерфейсный разъем RS-232 для связи контроллера с внешними устройствами.

Назначение клавиш передней панели контроллеров.

Клавиши «←» и «→» предназначены для изменения параметра и перемещения по главному меню или меню выбранного раздела.

Клавиши «↑» и «↓» предназначены для выбора разряда редактируемого параметра или нужного раздела меню.

Клавиша «ВВОД» («ENTER») предназначена для входа в режим редактирования параметра. Повторное нажатие клавиши после окончания редактирования фиксирует новое значение, которое вступает в действие после выхода из раздела в главное меню.

Клавиша «ОТМЕНА» («ESC») предназначена для возвращения к исходному значению параметра при его редактировании.

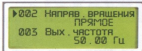
Контроллер «Электон-09» дополнительно снабжен ещё двумя клавишами:

- клавиша «ПУСК» («START») предназначена для ручного пуска двигателя.
- клавиша «СТОП» («STOP») предназначена для остановки двигателя.

Меню контроллера.

Главное меню контроллера содержит несколько разделов, каждый из которых содержит определенный набор функций, имеющих трехзначный порядковый номер (таблица с перечнем функций контроллера находится в верхнем отсеке станции управления).

Для отображения каждой функции меню на дисплее контроллера отводится две строки. В первой строке содержится номер функции и наименование параметра, во второй его значение. Значением параметра может быть число с



указанием размерности или слово.

При подаче питания на контроллер, на индикаторе автоматически устанавливается раздел «Текущие параметры». Функции данного раздела позволяют просмотреть большинство текущих параметров, необходимых для определения режима работы установки (I – ток двигателя, U – питающее напряжение, R – сопротивление изоляции цепи «ТПНН-кабель-ПЭД», F – выходная частота и т.д.).

Выбор нужного раздела или функции осуществляется клавишами "↑" и "↓". Вход в выбранный раздел осуществляется нажатием клавиши "→".

Сообщения об остановках.

При срабатывании программных и аппаратных защит происходит отключение двигателя, сообщение о причине остановки отображается на индикаторе:



→ в первой строке указывается причина остановки;
→ во второй строке – состояние станции в текущий момент ("БЛОК", "АПВ", "Пуск разрешен") или наименование защиты или запрещающего сигнала, препятствующих пуску двигателя.

Светодиодные индикаторы.



Свечение красного индикатора «СТОП» («STOP») означает, что двигатель находится в отключенном состоянии по одной из следующих причин:

- включение в ручном режиме не произведено;
- произведено отключение нажатием кнопки «СТОП» в ручном режиме (автоматическое повторное включение (АПВ) не предусмотрено);
- отключение произошло в результате срабатывания защиты, по которой установлен режим блокировки АПВ.



Непрерывное свечение желтого индикатора «Ожидание» («WAIT») означает, что установлен автоматический режим работы, но включение двигателя не происходит вследствие какого-либо запрещающего сигнала.



Мигающее свечение желтого индикатора «Ожидание» означает, что установлен автоматический режим работы, идет отсчет времени АПВ, запрещающих сигналов нет.



Непрерывное свечение зеленого светодиода «РАБОТА» («RUN») означает, что двигатель находится во включенном состоянии, все параметры в норме.



Мигающее свечение зеленого светодиода «РАБОТА» означает, что какой-то параметр вышел за границы уставок, идет отсчет времени до отключения двигателя.

Станция управления «АЛСУ»

Станция управления «АЛСУ» предназначена для управления погружными электродвигателями типа ПЭД мощностью до 100 кВт (исполнение 250А), до 160 кВт (исполнение 400А) напряжением до 2950 В. Питание станции осуществляется от трехфазной сети переменного тока напряжением 380 В, частоты 50 Гц.

В станциях «АЛСУ» могут быть реализованы различные возможности: устройство плавного пуска и регулирование частоты вращения ПЭД, обработка и отображение телеметрической информации (давление, температура, вибрация ПЭД).



Станция представляет собой металлический шкаф двухстороннего обслуживания. Шкаф имеет два отдельных отсека: верхний – отсек управления, нижний – силовой отсек. Каждый отсек закрывается отдельной дверью на специальные замки.

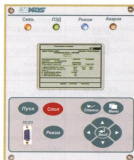
В отсеке управления расположены следующие устройства:

- контроллер станции управления (КСУ);
- автоматический выключатель питания станции "Станция";
- автоматический выключатель розетки и освещения шкафа "Розетка, Освещение";
- розетка "220В 6А".

Система управления.

Контроллер обеспечивает просмотр текущих параметров и управление режимом работы станции управления. Внешний вид передней панели контроллера представлен на рисунке. На панели управления КСУ расположены:

- дисплей ЖКИ, на котором отображается информация о параметрах и режимах работы станции и насосной установки;
- индикаторы состояния станции («Сеть», «ПЭД», «Режим», «Авария»);
- клавиатура управления;
- разъем интерфейса RS-232, который используется для обмена информацией с внешними устройствами.



Назначение клавиатуры контроллера.

Клавиши «ПУСК» и «СТОП» управляют включением и отключением электродвигателя.



Клавиша «РЕЖИМ» предназначена для изменения режима работы станции: "ручной режим", "автоматический режим".



Клавиши «▲» и «▼» предназначены для перемещения курсора по меню, а также изменение значений параметров при редактировании значений (происходит изменение текущего символа на следующие значения: 0; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8; 9; .; -).

Клавиши «◀» и «▶» предназначены для перемещения курсора в начало или конец меню, для листания экрана, если перечень выводимых параметров занимает более одной страницы экрана, а также для перемещения курсора влево – вправо при редактировании.

Клавиша «ВВОД» предназначена для перехода в выбранное меню. Данной клавишей также осуществляется переход в режим редактирования выбранного параметра, а также применение введенного значения параметра после редактирования.



Клавиша «ОТМЕНА» предназначена для отмены ввода информации или текущей операции, а также для возврата на предыдущий уровень меню.



Клавиша «МЕНЮ» предназначена для перехода в главное меню.

Светодиодные индикаторы состояния станции.

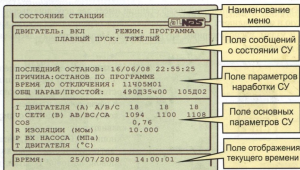
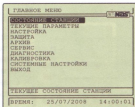
Наименование индикатора	Состояние	Назначение
СЕТЬ 	Светит	Станция включена. Индикация напряжения питания станции (силовой сети)
ПЭД 	Не светит	Электродвигатель (контактор) отключен или присутствует какой-либо запрещающий пуск сигнал.
	Короткие включения	Станция находится в режиме ожидания пуска, отсчитывается время включения ПЭД.
	Светит	Электродвигатель включен.
РЕЖИМ 	Короткие отключения	Станция находится в режиме ожидания остановки. Отсчитывается время задержки отключения ПЭД.
	Светит	Станция находится в автоматическом режиме.
АВАРИЯ 	Не светит	Станция находится в ручном режиме.
	Светит	Сработала одна из защит, аварийная ситуация.
	Мигает	Повторное включение электродвигателя заблокировано и требуется вмешательство оператора.

Меню контроллера.

Для удобства работы оператора, информация о режимах работы, текущих параметрах и уставках сгруппирована по функциональному принципу в разделы меню. Доступ ко всем меню программы осуществляется из «ГЛАВНОГО МЕНЮ» программы, вид которого показан на рисунке.

Меню «СОСТОЯНИЕ СТАНЦИИ» является основным меню и загружается сразу после включения станции. В данном меню отображается информация о состоянии установки, о текущих параметрах необходимых для определения режима работы установки (I – ток двигателя, U – питающее напряжение, R – сопротивление изоляции цепи «ТПН-кабель-ПЭД», F – выходная частота и т.д.). Вид меню показан на рисунке.

При подключении к станции блока плавного пуска в строке параметра режима работы плавного пуска отображается сообщение – «плавный пуск: отключен», «...легкий» или «...тяжелый». Параметры плавного пуска выбираются в зависимости от пускового момента на вал ПЭД.



В меню «ТЕКУЩИЕ ПАРАМЕТРЫ» отображаются разделы контролируемых параметров: параметры станции, погружного оборудования, параметры скважины.

Меню «НАСТРОЙКА» предназначено для настройки параметров работы станции.

В меню «ЗАЩИТА» отображаются подразделы для настройки значений параметров защит и уставок:

В меню «АРХИВ» отображаются разделы и параметры: журнал событий; журнал работы ПЭД; пусковые графики и т.д.

В меню «КАЛИБРОВКА» отображаются подразделы для настройки каналов измерения.

Полное описание всех меню и порядок работы с ними дано в руководстве по эксплуатации контроллера.

Станция управления «Борец-ВД»

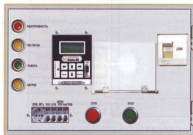


Станция управления «Борец-ВД» предназначена для управления вентильными двигателями серии ВЭДБ. Питание станции производится от трехфазной сети напряжением 380 В, частотой 50 Гц.

Станция обеспечивает следующие функции управления вентильным электродвигателем:

- плавный пуск и останов;
- изменение скорости вращения в заданном диапазоне (диапазон изменения скорости зависит от типа двигателя);
- плавное нарастание или снижение скорости вращения по временной диаграмме, заданной пользователем;
- автоматическое изменение скорости вращения в зависимости от снижения или нарастания давления на приеме насоса (для исполнения с индексом М);
- изменение направления вращения (правое/левое).

Станция управления размещена в металлическом шкафу двухстороннего обслуживания. Металлический шкаф станции имеет две передние двери: малую и большую и одну заднюю. Большая передняя дверь ограничивает доступ к силовым цепям и узлам, расположенным внутри шкафа. Малая передняя дверь закрывает панель управления.



На панели управления размещены:

- сигнальные лампы индикации состояния станции: неисправность, тех.пауза, работа и нагрев;
- контроллер станции с дисплеем и клавиатурой;
- кнопки ПУСК и СТОП двигателя;
- автоматические выключатели: силовой, щитовой розетки, внутреннего освещения цепей управления и нагрева.

Сигнальные лампы индикации состояния станции.



Станция имеет четыре индикатора состояния:

- красная сигнальная лампа НЕИСПРАВНОСТЬ - останов по неисправности,
- желтая сигнальная лампа ТЕХ.ПАУЗА - технологическая пауза,
- зеленая сигнальная лампа РАБОТА - вращение двигателя,
- желтая сигнальная лампа НАГРЕВ - включен нагрев станции.

Остальная информация о работе станций и установки отображается на экране дисплея контроллера станции.

Контроллер станции.

Контроллер станции управляет установкой погружного насоса, регистрирует и контролирует информацию, приходящую от контроллера преобразователя частоты и ТМС, накапливает информацию о параметрах и состоянии привода.

В состав контроллера входят:

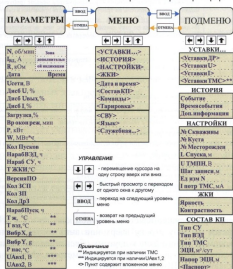
- клавиатура с шестью кнопками;
- четырехстрочный жидкокристаллический индикатор (ЖКИ);
- светодиод включения подогрева ЖКИ;
- разъем «Com Port» для связи контроллера с внешними устройствами.



Работа оператора с контроллером организована по системе оконного меню.

Меню содержит следующие группы:

- ПАРАМЕТРЫ - список параметров работы установки;
- МЕНЮ - наименования ПОДМЕНЮ;
- ПОДМЕНЮ - содержит список уставок и настроек или наименования подменю более низкого уровня.

Меню контроллера «Борец-ВД»

После включения питания и инициализации на дисплее контроллера станции отображается «Основное окно». Окном называется информация на дисплее, представленная в виде 4-х строк.



В первых трех строках основного окна отображаются параметры:

- «N, об/мин» - частота вращения,
- «Iвд, А» - ток двигателя,
- «R, кОм» - сопротивление изоляции.

Четвертая строка является строкой статуса. В ней отображаются текущие дата и время или последняя неисправность, приведшая к остановке привода.

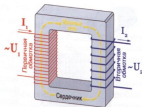
Основное окно отличается от остальных окон меню наличием зоны дополнительной индикации, расположенной в правой половине окна. В зоне дополнительной индикации могут отображаться следующие информационные знаки:

Строка индикации	ЗНАК	ПОЯСНЕНИЕ
N, об/мин	↑	Напряжение вторичной обмотки трансформатора больше требуемого и станция управления работает не в оптимальном режиме при повышенном токе преобразователя частоты.
	↓	Напряжение вторичной обмотки трансформатора меньше требуемого и станция не может вывести двигатель на требуемую скорость вращения в связи с недостатком напряжения.
Iвд, А	↱	Не введена уставка по току двигателя, в связи с чем не работает защита по перегрузу и недолугрузу, заданная в процентах от установившегося тока.
	↓	Недостаток тока.
Rиз, кОм	T	Датчик сопротивления изоляции не тарирован, и измерение сопротивления изоляции производится с ошибкой.
	⚠	Неисправность в сервисных функциях, которая не влияет на работоспособность станции.
	↓	Сопротивление изоляции ниже 30 кОм.
В зоне дополнительной информации могут также появляться знаки:		
TMC		Станция работает с телеметрической системой.
DVR		Открыта дверь станции.
РЧН, АВТ, ПРГ		Режим работы станции: ручной, автоматический, автоматический по программе.
РСЦ		Сработал расцепитель.
>>> или <<<		Направление вращения двигателя.
<! или >!		Станция ожидает автоматического пуска.
<< или >>		Уменьшение (или увеличение) частоты вращения при регулировании от TMC.
!!		Резкое снижение динамического уровня жесткости в скважине.

Просмотр параметров осуществляется нажатием клавиш «↑», «↓». При этом курсор перемещается на одну строку вверх или вниз соответственно. Быстрый просмотр с переходом от одного окна к другому обеспечивается нажатием клавиш «→», «←». Переход между группами меню «Параметры», «Меню» и «Подменю» осуществляется клавишами «ВВОД» и «ОТМЕНА».

3.4. ТРАНСФОРМАТОР.

Простейший трансформатор представляет собой сердечник, из листовой электротехнической стали, на котором располагаются две обмотки - первичная и вторичная. Обмотки имеют различное количество витков. Концы первичной обмотки подключают к источнику переменного тока, а концы вторичной — к потребителю переменного тока (к различному электрооборудованию).



Принцип действия трансформатора:

При подключении первичной обмотки трансформатора к источнику переменного тока в сердечнике возникнет замкнутый магнитный поток, который, пронизывая витки обмоток, наводит в каждом из них электродвижущую силу. Так как обмотки имеют различное число витков, то и значения этой силы в обмотках будут неодинаковы. В той обмотке, которая имеет большее число витков, электродвижущая сила будет больше, чем в обмотке, имеющей меньшее число витков. При подключении потребителя (электрооборудования) к выводам вторичной обмотки, под действием ЭДС в этой обмотке возникнет ток, а на выводах устанавливается напряжение, которые будут отличаться от тока и напряжения первичной обмотки. Отношение напряжения на первичной обмотке к напряжению на вторичной обмотке называется **коэффициентом трансформации ($K_{\text{тр}}$)**. Таким образом, применяя обмотки с требуемым соотношением витков, можно изготовить трансформатор на любое отношение напряжений.

Трансформаторы для УЭЦН.

Для уменьшения потерь в кабеле, улучшения условий запуска и технических характеристик погружных электродвигателей, последние выполняются на рабочее напряжение (до 2300В), которое превышает напряжение силовой сети (380 В). Это привело к необходимости применения трансформаторов, повышающих напряжение. Кроме того, следует учитывать тот факт, что в кабеле от трансформатора до ПЭД наблюдаются потери напряжения, которые зависят от длины кабеля. Поскольку подвеска насоса в скважине, а следовательно и длина кабеля изменяется в больших пределах, соответственно изменяются и потери напряжения. Поэтому трансформаторы должны обеспечивать регулировку напряжения на выходе в широких диапазонах, для чего в повышающей обмотке трансформатора предусмотрено от 5 до 25 ответвлений (отпаек).

В настоящее время для питания установок электроцентробежных насосов применяют трансформаторы серии ТМПН и ТМПНГ - трехфазные масляные трансформаторы с естественным масляным охлаждением, рассчитанные на напряжение питающей сети – 380 В, частотой 50 Гц.



Трансформатор ТМПИ представляет собой бак овальной формы, внутри которого жестко закреплена активная часть трансформатора – магнитопровод (сердечник) с обмотками высокого напряжения (ВН) и низкого напряжения (НН). Бак трансформатора заполняется маслом. В нижней части бака имеется узел заземления и сливная пробка, конструкция которой позволяет брать пробу масла. На крышке бака расположены: расширительная емкость и вводы ВН и НН, защищенные коробом. В защитном коробе имеются два отверстия для кабельного ввода и вывода напряжения. Внутренний объем трансформатора имеет сообщение с окружающей средой. Температурные изменения, происходящие во время эксплуатации, компенсируются за счет воздушной подушки расширителя.



Трансформатор ТМПИГ - герметичного исполнения с гофрированными или жесткими (гладкими) баками без маслорасширителей. Температурные изменения объема масла в трансформаторах с гофрированными баками компенсируются изменением объема гофров стенок бака за счет их пластичной деформации. Температурные изменения объема масла в трансформаторах с гладкими баками компенсируются воздушной "подушкой". Вводы НН и ВН трансформаторов ТМПИГ в жестких (гладких) баках расположены на боковой стенке бака, трансформаторов ТМПИГ (в гофробаках) - на крышке бака. Вводы НН и ВН защищены кожухом. Конструкция трансформаторов предусматривает кабельный ввод и вывод напряжения, обеспечивает надежное подключение кабелей без необходимости напайвания наконечников.

Для измерения температуры верхних слоев масла в трансформаторах ТМПИ и ТМПИГ предусматривается гильза для установки жидкостного термометра.

УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Т М П Н Г - XX / XX
 1 2 3 4 5 6

- 1 – Трехфазный трансформатор
- 2 – Масляный, с естественным масляным охлаждением
- 3 – Для питания погружных насосов добычи нефти
- 4 – Герметичного исполнения
- 5 – Номинальная мощность в киловольтамперах
- 6 – Напряжение обмотки ВН в вольттах

Пример условного обозначения трехфазного трансформатора с естественным масляным охлаждением номинальной мощностью 100 кВА с номинальным напряжением первичной обмотки 380 В, вторичной – 1170 В:

ТМПИ - 100 / 1170

3.5. КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ.

Кабельные линии предназначены для подачи электроэнергии к погружному электродвигателю. Кабельная линия состоит из наземного питающего кабеля, основного кабеля (круглого или плоского) и соединенного с ним плоского кабельного удлинителя с муфтой кабельного ввода.

Наземный питающий кабель прокладывают (в земле либо на стойках) от трансформатора до переходной клеммной коробки, в которой он соединяется с основным кабелем кабельной линии. От клеммной коробки основной кабель на стойках прокладывается до устьевой арматуры. Далее, кабель проходит через герметизирующее устройство в трубной головке, вдоль колонны НКТ до нижней трубы, где он сращивается с плоским кабельным удлинителем. Кабельный удлинитель проходит вдоль узлов ЭЦН и при помощи кабельной муфты соединяется с электродвигателем.

Кабельная линия крепится к НКТ и к электроцентробежному насосу металлическими поясами (клямсами). Основной питающий кабель крепится на расстоянии 25-30 см выше и ниже каждой муфты НКТ. Крепление кабеля-удлинителя к узлам погружного агрегата осуществляется в местах, указанных в руководствах по эксплуатации данного вида оборудования.

Кабель состоит из трех медных жил, каждая из которых покрыта изоляцией в один или два слоя. Для защиты изоляции от высоких температур, а также от вредного влияния нефти и газа, каждая изолированная жила заключена в оболочку. Далее жилы кабеля соединяются вместе, накрываются предохраняющей подушкой под броню и стальной ленточной броней. Броня предохраняет кабель от механических повреждений.



Кабель состоит из трех медных жил, каждая из которых покрыта изоляцией в один или два слоя. Для защиты изоляции от высоких температур, а также от вредного влияния нефти и газа, каждая изолированная жила заключена в оболочку. Далее жилы кабеля соединяются вместе, накрываются предохраняющей подушкой под броню и стальной ленточной броней. Броня предохраняет кабель от механических повреждений.

УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ МАРОК КАБЕЛЕЙ

K X X X X X X - XXX 3xXX
 1 2 3 4 5 6 7 8 9

- 1 – Кабель
- 2 – Материал 1-го слоя изоляции
- 3 – Материал 2-го слоя изоляции (при наличии)
- 4 – Материал оболочки (при наличии)
- 5 – Конструкция подушки под броней: общая оболочка – О, обмотка, оплетка – без обозначения
- 6 – Материал брони: лента стальная оцинкованная – Б, лента из коррозионностойкой стали – Бк
- 7 – Конструктивное исполнение: плоский – П, круглый – К
- 8 – Длительно допустимая температура нагрева жил, °C
- 9 – Количество и сечение жил кабеля, мм²

Пример условного обозначения: кабель с медными жилами, с изоляцией из поливинилхлоридно-фторопластовой пленки и фторополимера, со свинцовыми оболочками жил, бронированного стальной оцинкованной лентой, плоского, с длительно допустимой температурой нагрева жил 160 °C, с тремя основными жилами номинальным сечением 10 мм²:

КИФСБ-160 3x10 ТУ*

Условное обозначение	МАТЕРИАЛ ИЗОЛЯЦИИ И ОБОЛОЧКИ	Длительно допустимая температура нагрева жил кабеля, °С, не более
П	Полиэтилен высокой плотности	90
Пн	Композиции полипропилена	100
Т	Термоэластопласты	110
Пв	Полиэтилен высокой плотности вулканизированный	120
Пн	Сополимеры и блоксополимеры пропилена	120
Н	Оболочки из резины на основе нитрильного каучука	130
Ф	Фторсополимеры	160
И	Пленка полиимидно-фторопластовая	200
Э	Резина на основе этиленпропиленового каучука	200
С	Оболочки из свинца и его сплавов	200

Муфта кабельного ввода предназначена для герметичного соединения кабеля с погружным электродвигателем. В настоящее время используются два типа муфт: сборная и заливная.

Сборная муфта состоит из стального корпуса, припаянного к броне кабеля-удлинителя, изолированные жилы которого герметично заделаны в корпусе с помощью резинового уплотнителя, зажатого между шайбами и гайкой. Крепление корпуса к кабелю осуществляется с помощью компаунда, заливаемого в хвостовую полость муфты. На концах токопроводящих жил кабеля закреплены штепсельные наконечники.



Заливная муфта состоит из полиэтиленового изолятора, на который наворачивается корпус с фланцем. Изолятор изготавливается путем плавления полиэтиленовой крошки в специальной пресс-форме с заранее уложенным в нее кабелем.

Выбор конструкций кабельных линий зависит от условий эксплуатации установок ЭЦН, в первую очередь, от токовых нагрузок и от температуры скважинной продукции. Так, учитывая, что нижняя часть кабельной линии подвержена влиянию высоких температур, в качестве кабельного удлинителя применяют термостойкий кабель, а в некоторых случаях между основным кабелем и кабельным удлинителем делают вставку из термостойкого кабеля. Другими критериями

выбора конструкции кабеля являются: свойства скважинной жидкости (коррозионная активность, обводненность, газовый фактор), а также температура окружающего воздуха, которая влияет на работоспособность и долговечность изоляционных материалов кабельных линий.

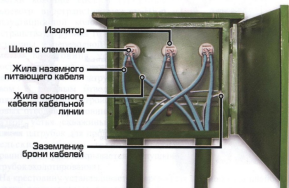
3.6. ПЕРЕХОДНАЯ КЛЕММНАЯ КОРОБКА.

Переходная клеммная коробка предназначена для ручных подключений и отключений (коммутации) силовых кабелей ЭЦН при проведении технологических, регламентных или аварийных работ с ними, а также для предотвращения попадания нефтяного газа из полости кабельной линии в трансформаторные подстанции, комплектные устройства и шкафы станций управления.

Коробка рассчитана на ввод и подключение силовых трёхфазных кабелей типа КПБП, КРБК с сечением жил от 10 до 25 мм².

Клеммные коробки устанавливаются между устьем скважины и наземным электрооборудованием УЭЦН таким образом, чтобы соединить наземный питающий кабель с основным кабелем кабельной линии (на расстоянии 3-5 метров от устья скважины).

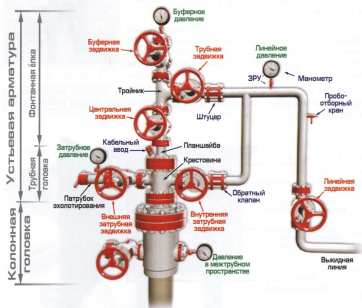
Внутри клеммной коробки находятся три изолятора, которые закреплены на задней стенке короба. На каждом изоляторе установлена медная шина с двумя болтовыми соединениями (клеммами).



4. Устьевое оборудование скважины для эксплуатации установками электроцентробежного насоса.

Под устьевым оборудованием скважины понимают комплекс оборудования, который предназначен для обвязки устья скважины с целью его герметизации, направления движения газожидкостной смеси в выкидную линию, регулирования режима работы скважины в процессе её эксплуатации, а также проведения исследовательских работ и технологических операций.

Устьевое оборудование скважины включает в себя колонную головку и устьевую арматуру, которая обвязана с выкидной линией.



4.1. КОЛОННАЯ ГОЛОВКА.

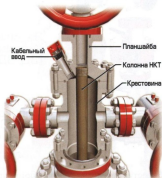
Устье законченной бурением скважины оснащают **колонной головкой**, которая предназначена для обвязки обсадных колонн и герметизации межколонных пространств. Колонную головку устанавливают на резьбе или посредством сварки на кондукторе. С помощью клиньев (или муфт) осуществляется натяжение эксплуатационной колонны. Пространство между кондуктором и эксплуатационной колонной герметизируют при помощи манжет. В корпусе колонной головки имеются два боковых отвода: один отвод снабжен манометром, для контроля давления в межтрубном пространстве, а второй предназначен для опрессовки данного пространства. Колонная головка также служит основанием для установки устьевой арматуры.



4.2. УСТЬЕВАЯ АРМАТУРА.

Для эксплуатации скважины установками ЭЦН устье скважины оборудуется стандартной фонтанной арматурой с устройством для пропуска и герметизации кабельной линии (типа АФК1Э), или специальным оборудованием (типа ОУЭН). Устьевая арматура состоит из двух основных элементов: *трубной головки* и *фонтанной елки*.

Трубная головка предназначена для подвески колонны НКТ и герметизации кольцевого пространства между НКТ и эксплуатационной колонной (затрубного пространства). Трубная головка состоит из крестовины и переводной катушки (планшайбы). Крестовина устанавливается непосредственно на колонную головку и имеет сообщение с затрубным пространством. К боковым отводам крестовины крепятся запорные устройства. Один из боковых отводов крестовины соединяется с обвязкой устья скважины, а к другому крепится патрубок для проведения исследовательских работ и технологических операций, который закрывается заглушкой (патрубок экзотитирования).



На крестовину устанавливается переводная катушка (планшайба). В планшайбе нарезана внутренняя коническая резьба, которая соответствует диаметру НКТ. Колонна НКТ подвешивается непосредственно на этой резьбе или через переводной патрубок длиной до 0,5 м.



Для пропуска и герметизации кабельной линии, планшайба оборудована узлом *кабельного ввода*. Уплотнение кабеля производится по изоляции токопроводящих жил при помощи резиновых сальниковых уплотнителей, которые стянуты специальной гайкой с прижимной шайбой внутри корпуса кабельного ввода.

На верхнем фланце переводной катушки устанавливается *фонтанная ёлка*, которая предназначена для направления и регулирования потока жидкости из колонны НКТ к манифольду. Фонтанная елка представляет собой тройник, на отводах которого установлена запорная арматура. На верхнюю часть устьевой арматуры устанавливается фланец с заглушкой – эта часть называется *буфером*.

Детали и узлы устьевой арматуры соединяются между собой с помощью фланцев. При фланцевом соединении деталей арматуры, уплотнение осуществляется металлическим кольцом овального или восьмиугольного сечения.



Запорная арматура служит для полного перекрытия или полного открытия проходного сечения ствола или отвода. В качестве запорной арматуры используются: шиберные задвижки (ЗПШ, ЗМС и т.п.), дисковые задвижки (ЗД, ЗДШ) или краны пробковые (КППС).

В шиберных задвижках проходное отверстие перекрывается шибером, который, при вращении штурвала, перемещается вместе со штоком или по резьбе штока.

В дисковых задвижках перекрытие проходного сечения осуществляется диском, который поворачивается вокруг своей оси при помощи вала-шестерни, приводимого в действие специальной рукояткой.

В пробковых кранах проходное отверстие перекрывается поворотом пробки вокруг своей оси.

В шифре маркировки запорной арматуры указывается: тип арматуры (ЗПШ, ЗД или КППС), проходное сечение (в миллиметрах) и рабочее давление (в МПа).

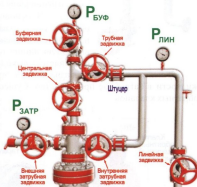
Каждая запорная арматура, в зависимости от места расположения на устьевой арматуре, имеет свое условное название.

Условное название запорной арматуры	Место расположения	Назначение
<i>Буферная</i>	На верхнем отводе тройника	Для перекрытия трубного пространства при монтаже дубликатора и проведения работ по спуску-подъёму скребка. Для сброса «ошломка» и глушения скважины.
<i>Трубная</i>	На боковом отводе тройника	Для перекрытия трубного пространства при проведении ремонтных работ.
<i>Центральная</i>	На нижнем отводе тройника	Для перекрытия трубного пространства при проведении работ по замене тройника, буферной и трубной задвижки.
<i>Внешняя затрубная</i>	На боковом отводе крестовины перед затрубным изолированием	Для открытия затрубного пространства при проведении технологических операций и исследовательских работ.
<i>Внутренняя затрубная</i>	На боковом отводе крестовины внутри обвязки затрубного и трубного пространства.	Для перекрытия затрубного пространства при проведении ремонтных работ.
<i>Линейная</i>	В соединении трубной обвязки и выкидной линии.	Для перекрытия выкидной линии при проведении ремонтных работ.

Для ограничения отбора пластовой жидкости с целью установления требуемого эксплуатационного режима работы скважины применяются специальные регулирующие устройства – *штуцера (дрессели)*, которые устанавливаются после трубной задвижки. Штуцер резко уменьшает проходное сечение трубопровода, тем самым, увеличивая гидравлическое сопротивление движению жидкости. Существует много различных конструкций штуцеров, некоторые из них подробнее описаны в главе 4. «Установка или замена штуцера...»



Наблюдение за работой скважины ведут по показаниям манометров. Манометр, установленный на отводе крестовины, замеряет давление в затрубном пространстве, между НКТ и эксплуатационной колонной ($P_{затр}$). Манометр, установленный на буфере, измеряет давление в колонне НКТ на устье скважины, которое называют буферным или устьевым ($P_{буф}$). При отсутствии штуцера буферное давление равно давлению в выкидной линии ($P_{лин}$). При установке штуцера, вследствие уменьшения проходного сечения, возникает перепад давления – давление на буфере становится больше чем давление в линии $P_{буф} > P_{лин}$. Поэтому для замера линейного давления, после штуцера устанавливают ещё один манометр.





Для установки и замены манометра применяют специальные запорно-разрядные устройства (ЗРУ) - трехходовые краны или манометрические вентили. Для замены манометра, сначала при помощи крана (вентили) перекрывают газожидкостный поток, а затем поворотом штуцера перепускного клапана сбрасывают давление рабочей среды из полости манометра.

Пробоотборный кран



Для взятия проб добываемого продукта на устьевой арматуре устанавливают вентиль – пробоотборник (пробоотборный кран). Для более равномерного забора проб по всему сечению трубопровода пробоотборник снабжен пробоотборной трубкой, в которой имеются несколько отверстий. Пробоотборный ниппель может быть развернут в любое положение относительно своей оси и зафиксирован в данном положении.

4.3. ОБВЯЗКА УСТЬЯ СКВАЖИНЫ.



Для соединения устьевой арматуры с выкидной линией, т.е. трубопроводом, подающим продукцию скважины на замерную установку, её обвязывают специальным **мани-фольдом** (устьевой обвязкой). Применяются различные схемы таких обвязок в зависимости от местных условий и технологии эксплуатации, поэтому эти схемы не стандартизованы, но их узлы комплектуются из элементов заводского изготовления (задвижек, клапанов, отводов, фланцев и т.д.). В основном используется простейшая схема обвязки устья скважины, при которой для перепуска избыточного давления газа из затрубного пространства в выкидную линию один из боковых отводов крестовины соединяется с выкидом через обратный клапан и колено.

Обратный клапан предназначен для предотвращения перетока добываемой жидкости в затрубное пространство. Существует много различных конструкций обратных клапанов.



Клапан обратный шаровый регулируемый

Клапан обратный тарельчатый

Клапан обратный поворотный

УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ УСТЬЕВЫХ АРМАТУР

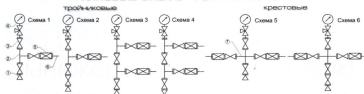
А Ф Х Х Э - ХХ х ХХ ХХ
1 2 3 4 5 6 7 8

- 1 – А – Арматура
 2 – Фонтанная – Ф, нагнетательная – Н
 3 – Способ подвески колонны НКТ:
 – в планшайбе на резьбе – К,
 – в крестовине на муфте – не обоз.
 4 – Обозначение типовой схемы елки
 5 – Э – для эксплуатации скважин УЭЦН
 6 – Условный проход ствола елки и отводов, мм
 7 – Рабочее давление, МПа
 8 – Вариант исполнения в зависимости от скважинной среды.

Пример условного обозначения

фонтанной арматуры для эксплуатации скважин УЭЦН, с подвеской НКТ в планшайбе на резьбе, с фонтанной елкой по типовой схеме 1, с условным проходом ствола и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 14 МПа, для рабочей среды с содержанием CO_2 и H_2S до 6%:

АФК1Э - 65×14 К2

ТИПОВЫЕ СХЕМЫ ФОНТАННЫХ ЕЛОК

- 1 – планшайба; 2 – тройник; 3 – запорное устройство; 4 – манометр с запорно-разрядным устройством; 5 – дроссель (штурцер); 6 – ответный фланец; 7 – крестовина

Обозначение коррозионно-стойкого исполнения арматур

Обозначение исполнения	Скважинная среда - нефть и газ с объемным содержанием:
K1	CO_2 до 6%
K2	CO_2 и H_2S до 6%
K3	CO_2 и H_2S до 25%

Основные параметры фонтанных арматур

Условный проход, мм		Рабочее давление, МПа
ствола елки	боковых отводов елки	
50	50	14, 21, 35, 70, 105
65	50, 65	
80	50, 65, 80	
100	65, 80, 100	14, 21, 35, 70, 105, 140
150	100	
		21

ГЛАВА 2.

Внешний осмотр скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса

1. Подготовительные работы.



- Ознакомиться с записями в вахтовом журнале.



- Произвести проверку средств индивидуальной защиты на пригодность к применению, согласно инструкциям по охране труда.



- Приготовить газоанализаторы для проведения анализа воздушной среды, проверив их исправность.

СХЕМА ВНЕШНЕГО ОСМОТРА СКВАЖИНЫ ОБОРУДОВАННОЙ УЭЦН



**При обнаружении каких-либо отклонений, выявить причины и принять меры по их устранению.
При невозможности устранения – доложить мастеру.**

2. Порядок проведения внешнего осмотра.

За работой погружного оборудования скважины, состоянием устьевоего оборудования, подачей жидкости, состоянием территории скважины бригада по добыче нефти ведёт **ЕЖЕСМЕННОЕ НАБЛЮДЕНИЕ**.



- Для проведения внешнего осмотра подойти к обвалованию скважины с подветренной стороны.



- За пределами обвалования включить и прогреть газоанализатор.



- Зайти внутрь обвалования и произвести анализ воздушной среды.

Предельно – допустимые концентрации:

Углеводороды – 300 мг / м^3
 Сероводород в смеси с углеводородами – 3 мг / м^3



К проведению внешнего осмотра следует приступать только в том случае, если концентрация вредных газов не превышает ПДК.



- Проверить состояние территории скважины.

Требования, предъявляемые к территории скважины:

- наличие планировки площадки;
- отсутствие посторонних предметов, растительности и замасоченности;
- наличие обвалования.

i

ОГРАЖДЕНИЕ ТЕРРИТОРИИ СКВАЖИНЫ земляным валом (обвалованием) осуществляется с целью предотвращения разливов добываемой жидкости при авариях на скважине.

Высота земляного вала должна быть не менее 1 метра с шириной бровки по верху вала не менее 0,5 метра.

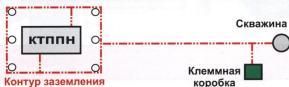
Размеры обвалованной территории рассчитываются таким образом, чтобы внутри обвалования вмещался объем жидкости не меньше суточного дебита скважины.

- Проверить наличие и исправность заземления электрооборудования скважины:

На скважинах, оборудованных УЭЦН, заземляется следующее оборудование:

1. Станция управления и находящееся в ней оборудование:
 - корпуса и кожуха трансформаторов и пускателей;
 - оградительные устройства, закрывающие токоведущие элементы оборудования;
 - кнопки «пуск» и «стоп»;
 - металлические корпуса светильников
2. Клеммная коробка.
3. Броня кабеля.

СХЕМА КОНТУРА ЗАЗЕМЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ ОБОРУДОВАННОЙ УЭЦН



В качестве заземлителя для электрооборудования должен быть использован кондуктор (техническая колонна) скважины. Заземляющий проводник должен быть стальным, сечением не менее 48 мм^2 , присоединенным с помощью электросварки к кондуктору (технической колонне) и заглубленным в землю не менее чем на 0,5 м. В качестве заземляющих проводников может применяться сталь круглая, полосовая, угловая или другого профиля. Применение для этих целей стального каната не допускается. Соединения заземляющих проводников должны быть доступны для осмотра и иметь соответствующее обозначение. Сопротивление контура заземления должно быть не более 4 Ом.

На место заземления
наносится знак:



**Без проверки наличия и исправности заземления
прикасаться к фонтанной арматуре, станции управления
и другому оборудованию скважины
КАТЕГОРИЧЕСКИ ЗАПРЕЩАЕТСЯ!**

ОСМОТР УСТЬЕВОЙ АРМАТУРЫ.

□ Проверить наличие, исправность и присоединение контура заземления к кондуктору (технической колонне), а также наличие знака, обозначающего место присоединения заземляющего проводника.



□ Проверить целостность устьевой арматуры.

Скважина № 552
Ново-Ключевское
месторождение
ЦДНГ-3 бригада № 2

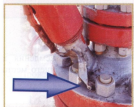


- Проверить наличие таблички с указанием номера скважины и ее принадлежности.

- Проверить герметичность кабельного ввода.



**В КАБЕЛЬНОМ ВВОДЕ НЕ
ДОЛЖНО БЫТЬ ПРОПУСКОВ
ГАЗА И ЖИДКОСТИ.**



- Проверить заземление брони кабеля.



- Проверить наличие защитного кожуха на кабельном вводе, предназначенного для обеспечения сохранности участка кабеля, необходимого для восстановления кабельной линии, без демонтажа устьевой арматуры и подъема погружного оборудования, в случае хищения.



- Проверить герметичность и исправность фланцевых соединений.

Фланцевые соединения должны быть полностью укомплектованы *крепежом*, с применением соответствующих прокладочных материалов.



Диаметр шпилек должен соответствовать диаметру отверстий фланца.

Затяжка шпилек должна быть равномерной.

Шпильки должны устанавливаться таким образом, чтобы после затяжки гаск *резьбовая часть выступала с обеих сторон на 1-3 нитки.*

□ Проверить исправность запорной арматуры:



- убедиться в отсутствии течи через сальниковые уплотнения (*при пропуске жидкости или газа через уплотнение сальника, производят подтяжку или замену сальниковых манжет*);

- проверить наличие смазки на штоке задвижки;

- проверить работоспособность запорного механизма вращением штурвала;

- проверить герметичность соединения крышки и корпуса задвижки;

- проверить наличие на запорной арматуре указателей направлений "Открыто", "Закрыто".

ЗАПРЕЩАЕТСЯ:



1. Эксплуатация задвижек в полуоткрытом положении затвора;

2. Производить вращение маховика с помощью дополнительного рычага;

3. Производить монтажные и демонтажные работы при наличии давления;

4. Наносить механические удары по корпусу задвижки;

5. Отогревать задвижку открытым огнем;

6. Использовать задвижку, рассчитанную на меньшее давление, чем давление рабочей среды.

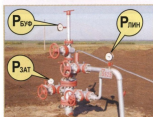


- Проверить исправность манометров.

i

ЗАПРЕЩАЕТСЯ установка и пользование контрольно-измерительными приборами:

- не имеющими клейма или с просроченным клеймом;
- без свидетельств и аттестатов;
- отработавшими установленный срок эксплуатации;
- поврежденными и нуждающимися в ремонте и внеочередной поверке.



- Снять показания манометров

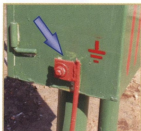
При наличии штуцера:

$P_{зат.}$ - давление в затрубном пространстве,
 $P_{буф.}$ - буферное давление,
 $P_{лин.}$ - линейное давление.

Без штуцера:

$P_{зат.}$ - давление в затрубном пространстве,
 $P_{лин.}$ - линейное давление.

ОСМОТР КЛЕММНОЙ КОРОБКИ.



- Проверить наличие, исправность и присоединение к контуру заземляющего проводника от клеммной коробки, а также наличие знака, обозначающего место присоединения заземляющего проводника.



- Проверить целостность клеммной коробки.

ОСМОТР КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ.



- Проверить исправность брони кабельной линии: отсутствие повреждений, деформаций и следов коррозии.



- Проверить наличие предупредительных знаков «Высокое напряжение» (на 50 метров кабельной линии вывешивается 1 знак).



□ Если кабель проложен на стойках, необходимо проверить величину его провисания в пролетах между стоек. Расстояние до земли должно быть не менее **0,5 м**.

Если кабель проложен в земле, то глубина залегания должна быть не менее **0,5 м**

Если расстояние от кабеля до земли менее 0,5м, необходимо произвести его натяжение в следующей последовательности:

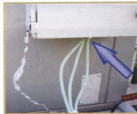
- остановить скважину
- вывесить табличку «Не включать работают люди»
- снять кабель
- натянуть кабель от скважины до СУ
- намотать кабель на треногу
- снять табличку «Не включать работают люди»
- запустить скважину

ОСМОТР СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ.

□ Проверить наличие и исправность контура заземления КТППН. КТППН присоединяется к контуру заземляющими проводниками не менее чем в 2 точках.



□ Проверить заземление брони кабеля и герметичность кабельного ввода.





- Проверить целостность комплектной трансформаторной подстанции (или станции управления и ТМПН).



- Подойдя к станции управления, проверить исправность дверных петель и наличие замка на двери. Открыть дверь (она должна открываться наружу) и зафиксировать ее.



- Убедиться в отсутствии свободного доступа к внутренним частям станции управления (дверца станции управления должна быть закрыта на внутренний замок).



- Проверить исправность и убедиться в отсутствии повреждений элементов щитка управления (переключателей, кнопок, приборов, сигнальных ламп и т.д.).

Параметры работы скважины, снимаемые оператором при внешнем осмотре:

$P_{\text{лин.}}$	Давление линейное (атм.)
$P_{\text{буф.}}$	Давление буферное (при наличии штуцера)
$P_{\text{затр.}}$	Давление затрубное (атм.)
I	Рабочий ток (А)
U	Напряжение сети (В)
R	Сопротивление изоляции (кОм)
F	Частота (Гц)



Если снимаемые параметры отличаются от режимных параметров, выяснить причину и принять меры по восстановлению нормальной работы.

При невозможности восстановления нормальной работы скважины, доложить об этом своему непосредственному руководителю.



- Закрывать дверь станции управления.



- Устранить все замеченные недостатки, навести порядок на территории скважины, убрать посторонние предметы, замазученность и т. д.

3. Заключительные работы.



- Привести в порядок средства индивидуальной защиты, инструмент.



- Доложить мастеру о выполненных работах и обнаруженных неисправностях.



- Сделать запись в вахтовом журнале о времени осмотра, технологических параметрах работы скважины, включая сведения о времени работы скважины (если у нее периодический режим работы).



- Передать оператору пульта управления ЦДНГ рабочие параметры скважины.

ГЛАВА 3.

Остановка и пуск установки электроцентробежного насоса

1. Подготовительные работы.



- Получить задание на остановку (или пуск) установки у мастера.



- Произвести проверку средств индивидуальной защиты и приготовить газоанализатор для проведения анализа воздушной среды.

- Перед остановкой (пуском) скважины необходимо провести внешний осмотр оборудования (подробно описано в Главе 2. «Внешний осмотр скважины оборудованной УЭЦН»)

i

При проведении внешнего осмотра оператор обязан проверить:

- состояние территории скважины;
- наличие и исправность заземления станции управления;
- исправность манометров;
- исправность запорной арматуры и фланцевых соединений.

2. Порядок остановки УЗЦН.

Станция управления «CENTRILIFT»



- Перевести режим работы скважины с автоматического (AUTO) на ручной (HAND) при помощи переключателя.



- Нажатием красной кнопки «STOP» на панели графического дисплея, произвести остановку погружного электродвигателя.



- Выключить питание контроллера рубильником на передней панели, т.е. перевести рубильник в нижнее положение.



- Перевести переключатель режимов работы в положение «OFF» и вывесить плакат на щитке станции управления «Не включать! Работают люди!»

Станция управления «ЭЛЕКТОН»

СУ «ЭЛЕКТОН – 04 (07)»



- Отключить электродвигатель путем перевода переключателя в положение «ОТКЛ». При этом на контроллере высветится красный светодиод «СТОП».



- Отключить последовательно автоматы: «УПРАВЛЕНИЕ», «ЦЕПИ ИЗМЕРЕНИЯ» и «СИЛОВЫЕ ЦЕПИ».

СУ «ЭЛЕКТОН – 05»

- Нажать кнопку «СТОП» и последовательно выключить автоматы: сначала «АВТОМАТИКА» (справа), а затем «СИЛОВЫЕ ЦЕПИ» (слева).



- Вывесить плакат на щитке станции управления **«Не включать! Работают люди!»**

Станция управления «АЛСУ»



Нажатием кнопки «СТОП» произвести остановку двигателя, если при этом станция находилась в автоматическом режиме работы, то она перейдет в ручной режим работы.

При остановке двигателя индикатор станции "ПЭД" погаснет.



СОСТОЯНИЕ СТАНЦИИ	
ДВИГАТЕЛЬ: ВЫКЛ	РЕЖИМ: ПРОГРАММА
ПЛАВНЫЙ ПУСК: ТЯЖЕЛЫЙ	
ПОСЛЕДНИЙ ОСТАНОВ: 25/07/08 14:05:01	
ПРИЧИНА: ОСТАНОВ РУЧНОЙ	
ВРЕМЯ ДО ОТКЛЮЧЕНИЯ: 11406M21	
ОВЕ НАРАБ/ПРОСТОЙ: 490D35400 105D02	
T ДВИГАТЕЛЯ (А) А/В/С	
U СЕТИ (В) АВ/ВС/СА	
COS	
K ИЗОЛЯЦИИ (Мом)	
P ВХ НАСОСА (МПа)	
T ДВИГАТЕЛЯ (°C)	
ВРЕМЯ: 25/07/2008 14:05:21	



Выключить автомат "Станция" (перевести в нижнее положение) и вывесить плакат на щитке станции управления **«Не включать! Работают люди!»**

КТППН-М с блоком управления «ИРЗ»



- Перевести станцию на ручной режим работы нажатием кнопки «РУЧН.». При этом загорится световой индикатор кнопки.



- Нажатием кнопки «СТОП», произвести остановку двигателя.



- Перевести переключатель в положение «ОТКЛ.»



- Вывесить плакат:
«Не включать! Работают люди!»



- При проведении работ на скважине перевести переключатель в положение «Аварийный стоп». Для этого необходимо нажать на переключатель и зафиксировать, слегка повернув его по часовой стрелке.

3. Порядок пуска УЭЦН.

! Перед пуском убедиться, что закрыт пробовотборный вентиль и открыты центральная, трубная и линейная задвижки на устьевой арматуре, а также открыта соответствующая задвижка нижнего ряда в АГЗУ.

Станция управления «CENTRILIFT»



Включить питание контроллера рубильником на передней панели, т.е. перевести рубильник в верхнее положение (ON);



- Установить переключатель на ручной режим работы - в положение «HAND»,



- Перейти в экран «СТАТУС» и кнопкой «START» произвести запуск установки,



- Перевести режим работы скважины с ручного на автоматический (AUTO).

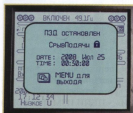


- Убедиться, что действующее значение тока двигателя соответствует рабочему току, который указан на прикрепленной табличке (Ираб).

Действующее значение тока двигателя пересчитывается из значения выходного тока фаз, через коэффициент трансформации (Ктр – указан на табличке) по формуле:

СКВ 777	Муромовская	м/р
ЭЦН 400/1400	ПЭД 240/1031	
Уном 2530	Усетн 4003	
Ином 63	Ираб 53	И.х. 293
F 50 Гц	Кабель 3х25 L-2400 м	
α 12	дизель 200 Г. Ктр = 8,44	

$$I_{\text{раб.двиг.}} = \left(\frac{I_A + I_B + I_C}{3} \right) / K_{\text{тр}}$$

Снятие блокировки станции.

Блокировка обозначается на экране знаком замка рядом с причиной остановки.

i

Перезапуск установки в состоянии блокировки НЕВОЗМОЖЕН.

Блокировка снимается нажатием кнопки «STOP» на панели дисплея, либо переводом переключателя в положение «OFF», а затем назад в «HAND» или «AUTO».



ПЕРЕД ВКЛЮЧЕНИЕМ УСТРАНИТЬ ПРИЧИНЫ, ВЫЗВАВШИЕ АВАРИЙНУЮ ОСТАНОВКУ.

Станция управления «ЭЛЕКТОН»

СУ «ЭЛЕКТОН – 04 (07)»



- Убедившись, что переключатель режимов работы установлен в положение «ОТКЛ», последовательно включить автоматические выключатели «СИЛОВЫЕ ЦЕПИ», «ЦЕПИ ИЗМЕРЕНИЯ» и «УПРАВЛЕНИЕ».



- Проконтролировать с помощью функции «009» сопротивление изоляции цепи «ТМПН – кабель – ПЭД».

! Если сопротивление изоляции **МЕНЕЕ 1 МОМ (1000 кОм)**, пуск скважины производить **только** по указанию технологической службы ЦДНГ.



- Установить переключатель режимов работы в положение «РУЧН.»



- Кнопкой ПУСК произвести запуск установки. При этом на контроллере станции начинает светиться зеленый светодиод "РАБОТА", а на индикаторе сразу устанавливается функция 005, информирующая о текущем значении тока фазы А.





- Убедиться, что действующее значение тока двигателя соответствует рабочему току, который указан на прикрепленной табличке (**Irab**).

СКВ	558	Н.Кичиги	м/р
ЭШН	30 - 2200	ПЭД	32 - 117
Уном	1000	Усети	3603
Ином	21	Irab	20.4
И.х.		И.х.	7.6
F	50 Гц	Кабель	3 х 16 L - 2150 м
а	25	в	2008 г.



- Перевести переключатель режима работы в положение «АВТ».

i

Включение станции в работу возможно также установкой переключателя режимов работы сразу в положение "АВТ". Пуск станции осуществляется либо нажатием кнопки "ПУСК" без выдержки времени или автоматически через задержку включения.

Действия при блокировке.



При срабатывании какой-либо защиты, по которой не предусмотрено АПВ, либо АПВ заблокировано, повторное включение станции возможно только после деблокировки защиты. Для этого необходимо перевести переключатель в положение «ОТКЛ».

В том случае, если блокировка не снялась, деблокировку произвести путем отключения и включения автоматов «ЦЕПИ ИЗМЕРЕНИЯ» и «УПРАВЛЕНИЕ».

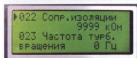


СУ «ЭЛЕКТОН – 05»

- Последовательно включить автоматические выключатели «СИЛОВЫЕ ЦЕПИ» и «АВТОМАТИКА».



После подачи питания на станцию управления, происходит самотестирование и проверка памяти контроллера, при этом на дисплее отображается название контроллера и версия программного обеспечения. По окончании тестирования на дисплее отображаются функции 000 «Режим работы» и 001 «Состояние станции».



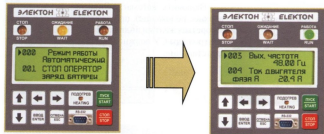
- Перед пуском необходимо проконтролировать с помощью функции «022» сопротивление изоляции цепи «ТМПН – кабель – ПЭД».

! Если сопротивление изоляции **МЕНЕЕ 1 МОМ (1000 кОм)**, пуск скважины производить **только** по указанию технологической службы ЦДНГ.



- Кнопкой «ПУСК» произвести запуск установки. При этом на контроллере станции прекращает светиться красный индикатор «СТОП» и начинает светиться желтый индикатор «ОЖИДАНИЕ». На дисплее в первой строке функции 001 появляется надпись «СТОП ОПЕРАТОР», во второй строке - «заряд батарей». По окончании заряда батарей конденсаторов автоматически происходит пуск

двигателя, при этом начинает светиться зеленый индикатор «РАБОТА» и дисплей контроллера переходит в режим индикации функций 003 «Вых. частота» и 004 «Ток двигателя фаза А».

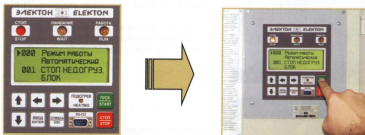


СКВ 888	Н.Клименко	м/р
ЭЦН 30 - 2200	ПЭД 32 - 117	
Уном 1000	Усети 380 В	
Ином 2/1	Ираб 20.4	И.х. 7.6
F 50 Гц	Кабель 3 х 16 L- 2150 м	
α 25 °	Углы 200 г.	

- Убедиться, что действующее значение тока двигателя соответствует рабочему току, который указан на прикрепленной табличке (Ираб).

Действия при блокировке.

При срабатывании какой-либо защиты (недогруз, перегруз, дисб.тока и т.д.) и установленной для данного вида защиты уставки «БЛОК», дальнейшее включение двигателя блокируется до тех пор пока не будет произведена деблокировка. Для деблокировки защиты необходимо нажать кнопку «ПУСК».



В том случае, если блокировка не снялась, деблокировку произвести путем отключения и включения автоматов «СИЛОВЫЕ ЦЕПИ» и «АВТОМАТИКА».



**ПЕРЕД ВКЛЮЧЕНИЕМ УСТРАНИТЬ ПРИЧИНЫ, ВЫЗВАВШИЕ
АВАРИЙНУЮ ОСТАНОВКУ.**

Станция управления «АЛСУ»



- Включить автомат «Станция» (перевести в верхнее положение), при этом на станции должен загореться желтый индикатор "СЕТЬ" и на дисплее контроллера СУ должно появиться меню «Состояние станции».

СОСТОЯНИЕ СТАНЦИИ	
ДВИГАТЕЛЬ: ВЫКЛ	РЕЖИМ: РУЧНОЙ
ПЛАВНЫЙ ПУСК: ТИХЕЛЫЙ	
ПОСЛЕДНИЙ ОСТАНОВ: 25/07/08 14:05:01	
ПРИЧИНА: ОСТАНОВ РУЧНОЙ	
ВРЕМЯ ДО ОТКЛЮЧЕНИЯ: 51405M01	
ОБЩ. ЗАРАБАТ./ВРСТОЙ: 430E35w00 105D02	
I ДВИГАТЕЛЯ (А) А/В/С	
U СЕТИ (В) АВ/ВС/СА	1094 3100 3108
cos	
R ИЗОЛЯЦИИ (ОМ)	10.000
P ВХ НАСОСА (МПа)	
T ДВИГАТЕЛЯ (°C)	
ВРЕМЯ: 25/07/2008 14:05:01	

- Проконтролировать сопротивление изоляции высоковольтной цепи.

Если сопротивление изоляции МЕНЕЕ 1 МОМ, пуск скважины производить только по указанию технологической службы ЦДНГ.



- Кнопкой «ПУСК» произвести запуск установки. При этом на панели управления контроллера засветится зеленый индикатор станции "ПЭД".
- Убедиться, что действующее значение тока двигателя соответствует рабочему току, который указан на прикрепленной табличке (I_{раб}).

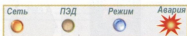


- Перевести станцию в автоматический режим работы нажатием кнопки "РЕЖИМ", при этом на панели управления контроллера засветится синий индикатор станции "Режим".

Снятие блокировки станции.

СОСТОЯНИЕ СТАНЦИИ	
ДВИГАТЕЛЬ: ВЫКЛ	РЕЖИМ: ПРОГРАММА
ПЛАВНЫЙ ПРС: ТАКЖЕ	
ПЕРЕГРУЗ	
ПОСЛЕДНИЙ ОСТАНОВ: 25/07/08 14:05:01	
ПРИЧИНА: ОСТАНОВ РУЧНОЙ	
ВРЕМЯ ДО ОТКЛЮЧЕНИЯ: 11405M01	
СЧЕТ НАЗАД/ПРОСТОЙ: 490D30403 105D02	
T ДВИГАТЕЛЯ (A) A/B/C	
U СЕТЬ (B) AB/BC/CA	1094 1100 1108
COS	
N ИЗОЛЯЦИИ (MVA)	
P ВХ НАСОСА (MVA)	
T ДВИГАТЕЛЯ (°C)	
ВРЕМЯ: 25/07/2008 14:05:01	

После срабатывания защиты, по которой не предусмотрено АПВ, либо АПВ запрещено, станция входит в состояние блокировки и в меню «Состояние станции» выводится сообщение с указанием причины отключения, сообщение – «Блокировка», а также мигает красный индикатор станции «АВАРИЯ».



Повторное включение станции возможно только после снятия блокировки!

- Для снятия блокировки необходимо, находясь в меню «Состояние станции», нажать кнопку «ВВОД» и удерживать её 2-3 секунды.

ПЕРЕД ВКЛЮЧЕНИЕМ УСТРАНИТЬ ПРИЧИНЫ, ВЫЗВАВШИЕ АВАРИЙНУЮ ОСТАНОВКУ.

КТПН-М с блоком управления «ИРЗ»

- Проконтролировать на индикаторе контроллера значение сопротивления изоляции силового кабеля.



Последовательно нажимать кнопку «РУЧН.», до появления индикации сопротивления изоляции.



Нажать клавишу «8» на дополнительной клавиатуре.

i

При нормальном значении сопротивления изоляции контроллер индицирует "R>362 кОм" (либо "R>999 кОм", в зависимости от диапазона измерения сопротивления изоляции контроллера).



- Перевести переключатель в положение «РАБОТА», повернув его против часовой стрелки.



- Запустить установку нажатием кнопки "ПУСК", при этом загорится зеленый индикатор кнопки.

На дисплее контроллера в течение 3-5 секунд высветится сообщение "ТЕСТ *". При этом происходит настройка контроллера на заданные уставки и проверка текущих параметров станции управления. После завершения тестирования на дисплей выводится действующее значение фазного тока двигателя.



- Убедиться, что действующее значение тока двигателя соответствует рабочему току, который указан на прикрепленной табличке (Iраб).

СКВ	25	Н.Класс	м/р
ЭЩН	60-2000	ПЭД	45-112
Ином	1000	Усети	380 В
Ином	36,5	Iраб	24
		Iх.х.	17
F	50 Гц	Кабель	3 х 16
		L-	2713 м
«	25	»	200 г.



- Перевести станцию управления на автоматический режим работы нажатием кнопки «АВТОМ.». При этом должен загореться световой индикатор данной кнопки.

Снятие блокировки станции.



После выполнения заданного количества перезапусков по какой-либо причине, контроллер переходит в режим блокировки автоперезапусков и клавиатуры, при этом на дисплее контроллера высвечивается надпись «БЛОКИРОВ» и мигает световой индикатор кнопки СТОП.



**ПЕРЕД СНЯТИЕМ БЛОКИРОВКИ
УСТРАНИТЬ ПРИЧИНЫ, ВЫЗВАВШИЕ
АВАРИЙНУЮ ОСТАНОВКУ.**

Контроллер без дополнительной клавиатуры.



Для снятия блокировки нужно последовательно нажать кнопки: "СТОП", "РУЧН.", "АВТОМ." и после этого повторить пуск станции.



Контроллер с дополнительной клавиатурой.

Для снятия блокировки нужно:

- Нажать кнопку «*» («звездочка» - кнопка в левом нижнем углу) и удерживать 2-3 секунды, при этом контроллер перейдет в меню «Снятие блокировки» и на дисплее появится сообщение «СН БЛК».

- Для выбора данной настройки нажать кнопку «ВВОД» (кнопка в правом нижнем углу), при этом на индикатор выводится запрос на снятие блокировки «СН БЛК?».
- Для подтверждения снятия блокировки необходимо еще раз нажать кнопку «ВВОД».
- В процессе снятия блокировки на индикатор выводится сообщение «...». После снятия блокировки происходит возврат в режим просмотра видов настроек контроллера.



После снятия блокировки контроллер в автоматическом режиме выполняет перезапуск установки.

После запуска установки дождаться появления подачи на устье скважины:

i

Время появления подачи зависит от времени простоя скважины, статического уровня, производительности насоса и исправности погружного оборудования.



- Открыв прободоотборный вентиль, убедиться в наличии жидкости в трубопроводе.



- Убедиться, что давление в линии соответствует рабочему давлению.



- Произвести ручной замер дебита в АГЗУ.

4. Заключительные работы.



- Привести в порядок средства индивидуальной защиты и газоанализатор.



- Доложить мастеру о выполнении задания.



- Сделать запись в вахтовом журнале и в журнале пуска и остановки скважин.



- Передать диспетчеру ЦДНГ:

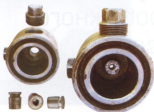
*При остановке УЭЦН - время остановки;
При пуске УЭЦН - время пуска, линейное, буферное, затрубное давление и «нагрузку», а также параметры ТМС (при наличии).*

ГЛАВА 4.

Установка или замена штуцера на скважине, оборудованной установкой электроцентробежного насоса

1. Общие сведения.

Виды регулирующих устройств, используемых на промыслах:



1. Штуцер дискретный фланцевый (ШДФ) состоит из корпуса и регулирующей втулки, соединенной с поворотным штоком и сферической пробкой с отверстиями разного диаметра (от 3 до 18 мм). Поворотный шток крепится к втулке стопорным винтом, который также является указателем диаметра установленного отверстия. На корпусе штуцера имеется шкала, на которой указаны цифровые значения диаметров отверстий.

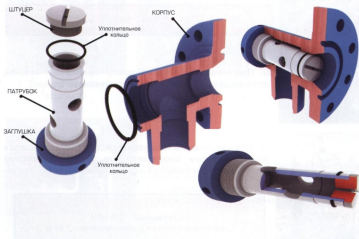
Изменение размера проходного сечения осуществляется путем поворота штока до совмещения указателя с меткой соответствующего диаметра на шкале. В корпусе штуцера имеются два отверстия для установки манометров, которые позволяют контролировать давление жидкости до и после штуцера. Штуцер устанавливается между фланцами, после трубной задвижки, таким образом, чтобы направление стрелки, нанесенной на корпусе ШДФ, соответствовало направлению движения жидкости в трубопроводе.

2. Штуцерная камера состоит из корпуса и набора штуцеров с различным диаметром проходного сечения. В корпусе штуцерной камеры имеются паз под штуцер и два отверстия. Одно отверстие предназначено для установки манометра, другое - монтажное, для смены штуцера. Изменение размера проходного сечения осуществляется без демонтажа штуцерной камеры, путем замены штуцера специальным инструментом через монтажное отверстие, после остановки скважины и снижения давления в линии до атмосферного. Штуцерная камера устанавливается между фланцами после трубной задвижки. Расположение камеры по отношению к потоку жидкости изображено на рисунке.

3. Штуцерная диафрагма состоит из корпуса и набора штуцеров-ввертышей с различными диаметрами проходного сечения. Для замены штуцера необходимо разъединить фланцевое соединение.



4. Дроссель быстросменный устанавливается на боковом отводе фонтанной елки посредством фланцевого и сварного соединения. Дроссель состоит из корпуса, заглушки с патрубком, в который вворачиваются сменные штуцеры, и набора уплотнительных колец. Для изменения диаметра проходного сечения необходимо демонтировать патрубок, после остановки скважины и снижения давления в линии до атмосферного.



2. Подготовительные работы.



Работы по установке, замене или демонтажу штуцера на скважине, включая подготовительные, относятся к **ГАЗООПАСНЫМ** и должны выполняться:

- с дублером;
- с оформлением наряда-допуска;
- в присутствии и под руководством ИТР, ответственного за подготовку и проведение газоопасных работ.

Перед началом работ необходимо:

- Пройти инструктаж по безопасному проведению работ с росписью в наряде-допуске и получить разрешение на остановку скважины.



- Произвести проверку средств индивидуальной защиты на пригодность к применению, согласно инструкциям по охране труда и приготовить газоанализаторы для проведения анализа воздушной среды, проверив их исправность.



- Приготовить инструмент для проведения работ.



Инструмент должен быть изготовлен из материала, не дающего искр, или обильно смазан солидолом!



- Приготовить штуцер. Диаметр проходного сечения штуцера должен соответствовать заданию мастера.



- Произвести анализ воздушной среды в месте проведения работ прогретым газоанализатором. Результаты анализа воздушной среды записать в наряд-допуск.

ПРЕДЕЛЬНО – ДОПУСТИМЫЕ КОНЦЕНТРАЦИИ

Углеводороды – 300 мг/м^3
Сероводород в смеси с углеводородами – 3 мг/м^3



- Провести внешний осмотр наземного оборудования.

При проведении внешнего осмотра оператор обязан проверить:

- состояние территории скважины;
- заземление;
- исправность манометров;
- крепление фланцевых соединений;
- исправность запорной арматуры.



- Остановить скважину
(Подробно описано в главе 3. "Остановка и пуск УЭЦН").

- Отключить участок обвязки скважины от трубной задвижки до линейной в следующем порядке:



1. Закрыть линейную задвижку



2. Закрыть затрубную задвижку



3. Закрыть трубную задвижку



- Надев противогаз, разрядить отсеченный участок обвязки, через прободоотборный вентиль, предварительно подставив под него ведро, контролируя падение давления по манометру.

3. Порядок проведения работ.



Работы производить при постоянно включенном газоанализаторе, с регистрацией результатов замеров в наряде-допуске не реже чем через каждый час работы.

- Разъединить фланцевые соединения после трубной и затрубной задвижки



Разбалчивание фланцевого соединения следует начинать с нижней шпильки и с противоположной стороны от работающего.



- Слегка разжать фланцевое соединение после трубной задвижки монтировкой для слива оставшейся жидкости, предварительно подставив под соединение ведро.

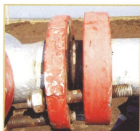
- Демонтировать штуцер или штуцерную камеру и очистить канавки на фланцах от грязи и ржавчины, не допуская образования искры.



- Заменить штуцер.



- Установить штуцер или штуцерную камеру между фланцами.



- Установить крепеж и произвести затяжку фланцевого соединения, равномерно затягивая гайки, расположенные «крест-накрест».

Шпильки должны устанавливаться таким образом, чтобы после затяжки гаск резьбовая часть выступала с обеих сторон на 1-3 нитки.



- Проверить закрытие прободоотборного вентиля.



- Опрессовать вновь собранное соединение буферным давлением, медленно открыв **трубную** задвижку, при этом дожидаться выравнивания давления до и после штуцера.

! При обнаружении пропусков во фланцевом соединении, произвести дополнительную подтяжку крепления, предварительно отключив и разрядив участок трубопровода.

- При отсутствии пропусков, открыть затрубную и линейную задвижки.



- Запустить скважину в работу. (Смотри Главу 3 «Остановка и пуск УЭЦН»).

- Дождаться установившихся значений давления на буфере и в линии





- Занести в эксплуатационный журнал, находящийся в станции управления, новые параметры работы скважины:

$P_{\text{лн.}}$	давление линейное
$P_{\text{б.ф.}}$	давление буферное
$P_{\text{ш.р.}}$	давление затрубное
I	рабочий ток
U	рабочее напряжение
R	сопротивление изоляции

4. Заключительные работы.



- Убрать инструмент, приспособления, привести в порядок рабочее место (убрать замазученность, промасленную ветошь и т.д.).

- Привести в порядок средства индивидуальной защиты и инструмент. Доложить мастеру о выполнении задания и сделать записи в вахтовом журнале и в журнале пуска и остановки скважин.



- Передать оператору пульта управления ЦДНГ:
- время остановки скважины;
 - время пуска скважины;
 - буферное и линейное давление;
 - нагрузку;
 - диаметр штуцера.

ГЛАВА 5.

Борьба с АСПО в насосно-компрессорных трубах

1. Причины образования и методы борьбы с АСПО



При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе нефтепромыслового оборудования, являются асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО). Накопление АСПО на внутренней поверхности труб приводит к снижению их пропускной способности, вплоть до полного их закупоривания.

Состав и свойства АСПО

Асфальто-смоло-парафиновые отложения представляют собой сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов (до 70 % мас.), асфальто-смолистых веществ (до 40 % мас.), масел, воды и механических примесей.

Парафины - углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$. В пластовых условиях они находятся в нефти в растворенном состоянии.

В состав асфальто-смолистых веществ входят азот, сера и кислород. Содержание смолистых веществ в нефти возрастает при испарении из неё легких компонентов. АСПО,

которые могут иметь цвет от почти белого до черного, представляют собой структуры от рыхлых до очень жестких с температурой плавления 54 - 99 °С.

Причины и условия образования АСПО

По мере движения газожидкостной смеси к устью скважины, в колонне НКТ понижается давление. При снижении давления ниже давления насыщения, вследствие расширения и выделения из смеси свободного газа происходит понижение её температуры, что приводит к снижению растворимости асфальто-смоло-парафинистых веществ в нефти и их выпадению в осадок в виде тончайших кристаллов. Часть этих кристаллов остается в нефти во взвешенном состоянии и выносятся потоком на поверхность, в выкидную линию, а часть откладывается по пути движения в колонне НКТ. Отложению на стенках труб способствуют следующие факторы: шероховатость стенок труб и уменьшение скорости движения жидкости. Наибольшее количество парафина откладывается в верхней части подъемных труб, на расстоянии 400 - 900 м от устья. Толщина слоя увеличивается в направлении от забоя к устью.

Методы удаления АСПО из насосно-компрессорных труб можно разделить на три вида: а) механический; б) химический; в) тепловой.

Механическая очистка подъемных труб выполняется в процессе эксплуатации скважин без их остановки и заключается в соскабливании со стенок труб отложений парафина различными скребками.

При тепловых методах отложившийся парафин нагревают, он плавится и выносится вместе с нефтью.

Химические методы заключаются в применении различных растворителей.

2. Механическая очистка НКТ от АСПО с помощью скребка.

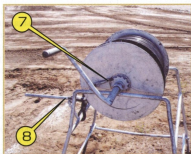
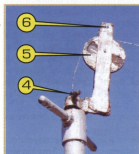
2.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.



Для проведения работ по очистке НКТ от парафина скважина должна быть оборудована устьевой лубрикаторной площадкой.

На устьевой арматуре 1 над буферной задвижкой 2 устанавливают лубрикатор 3 с сальниковым устройством 4. Лубрикатор служит для размещения в нем и удержания скребка и утяжелителя, приготовленных для спуска, а также для герметизации устья с помощью сальника. Сальник служит для герметизации отверстия, через которое проходит проволока.

Над лубрикатором укреплен ролик 5 с направляющей 6. Возле скважины устанавливают лебёдку с храповым механизмом 7 и тормозом с рукояткой 8.





Лебедка предназначена для спуска и подъема на стальной проволоке скребка 9 с утяжелителем (грузом) 10.

Скребок предназначен для очистки полости труб НКТ от парафиноотложений.

Утяжелитель присоединен к скребку при помощи резьбы и представляет собой металлический стержень круглого сечения диаметром 30-35 мм и длиной около 1200 мм. Утяжелитель предназначен для обеспечения быстрого и плавного движения скребка вниз и недопущения его подбрасывания потоком жидкости при перемещении скребка вверх или вниз.

Проволока, применяемая для спуска-подъема скребка, должна быть диаметром 1,8 - 2,0 мм с пределом прочности 150 – 160 кг/мм².

2.2. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ.

Перед проведением работ по спуску-подъему скребка необходимо:



- Произвести проверку средств индивидуальной защиты на пригодность к применению согласно инструкциям по охране труда.



- Приготовить и проверить инструмент для проведения работ.



Инструмент должен быть изготовлен из цветного металла, обмеднен или обильно смазан солидолом, для исключения образования искры!



- Приготовить газоанализатор для проведения анализа воздушной среды, проверив его исправность.



Газоанализаторы должны быть поверены, исправны, без видимых механических повреждений.



- Получить инструктаж по безопасному проведению работ.



- За пределами обвалования включить и прогреть газоанализатор.



- Произвести анализ воздушной среды на месте проведения работ прогретым газоанализатором.

Предельно – допустимые концентрации (ПДК).

Углеводороды – 300 мг / м^3

Сероводород в смеси с углеводородами – 3 мг / м^3



К проведению работ следует приступать только в том случае, если концентрация вредных газов не превышает ПДК.



- Провести внешний осмотр наземного оборудования. (Подробно описано в главе 2. «Внешний осмотр скважины, оборудованной УЭЦН»)

При проведении внешнего осмотра оператор обязан проверить:

- заземление;
- исправность манометров;
- крепление фланцевых соединений;
- исправность запорной арматуры;
- исправность ограждений, лестниц, площадок;



- Проверить исправность лубрикаторной площадки.



При обслуживании верхней части фонтанной арматуры скважины с подъемом на высоту выше 0,75 м оператор должен пользоваться устьевой площадкой с ограждением

Лестница на площадку должна иметь уклон не более 60°, ширина лестницы – не менее 1 м, расстояние между ступенями по высоте - не более 25 см с уклоном вовнутрь 2-5°. С обеих сторон ступени должны иметь боковые планки или бортовую обшивку высотой 15 см, исключающую возможность проскальзывания ног человека.

Лестница должна иметь двусторонние перила высотой 1м, измеряемой по вертикали от передней грани ступеньки, среднюю планку, не менее трех стоек. Перила с обоих концов должны соединяться со стойкой площадки.

Площадка должна иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 40 см друг от друга, и борт высотой не менее 15 см, плотно прилегающий к настилу.

Вся конструкция площадки жестко на сварке устанавливается на саях, выполненных из труб диаметром 114 мм.

Для передвижения площадки, должна быть предусмотрена сцепка, выполненная из труб, с проушиной, соединяемой с буксирным приспособлением транспорта-тягача. Длина жесткой сцепки должна быть не более 2 м.

При силе ветра 10 м/с и более, во время сильного ливня, снегопада и тумана с видимостью менее 50 м, а также в темное время суток подниматься на площадку и передвигать её запрещается.

- Убедиться, что скважина находится в работе:



- снять показания амперметра;



- снять показания манометра о давлении в линии.

2.3. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ПОДГОТОВКЕ ЛУБРИКАТОРА.



- Закрыть буферную задвижку.



- Разрядить лубрикатор, сбросив давление в нем до «0», путем слива жидкости из него через лубрикаторный вентиль в дренажную ёмкость или ведро.

□ Проверить исправность лебедки.



- проверить наличие и исправность храпового механизма, предназначенного для предотвращения самопроизвольного спуска скребка и обратного вращения барабана лебедки при подъеме скребка;

- проверить исправность ленточного тормоза лебедки, предназначенного для плавного торможения барабана при спуске скребка;



- убедиться, что проволока правильно намотана на барабан и выходит с него в нижней части;

- демонтировать ролик с направляющей;



- Отвернуть колпак с сальниковым устройством и, сдвинув его по проволоке, положить на лубрикаторную площадку.



- Вынуть скребок с утяжелителем из лубриката



- Навернуть на лубрикатор защитный колпак.



- Произвести переобвязку скребка.

**ВО ИЗБЕЖАНИЕ ТРАВМЫ
ГЛАЗ ПЕРЕОБВЯЗКУ СКРЕБКА
ПРОВОДИТЬ В ЗАЩИТНЫХ
ОЧКАХ**

Порядок проведения переобвязки скребка:

- перекусить проволоку в двух местах – около скребка и на расстоянии от скребка, равном длине лубрикатора с помощью плоскогубцев или бокорезов.



- убедиться, что проволока, идущая от лебедки, проходит через сальниковое устройство колпака.



**ПРИ ПЕРЕОБВЯЗКЕ НЕ
ДОПУСКАТЬ ОБРАЗОВАНИЯ
«ЖУЧКОВ» И РЕЗКИХ
ПЕРЕГИБОВ ПРОВОЛОКИ!**

- пропустить проволоку через ушко скребка, так, чтобы вокруг ролика получилась петля из проволоки в форме эллипса.



- свободный конец проволоки наматывается ровными, плотными витками вокруг проволоки, виток к витку. После 5 витков на расстоянии 10-12 см от них делается еще 3 витка. Общее количество витков должно быть не менее 8. Оставшийся конец проволоки отрезается плоскогубцами или бокорезами.



□ Снять защитный колпак и опустить скребок в лубрикатор, не допуская ударов об запирающее устройство задвижки и деформации скребковой проволоки.

□ Закрыть колпак с сальниковым устройством



- Для замены сальниковой набивки отвернуть и сдвинуть по проволоке нажимной болт.



- Вынуть изношенную сальниковую набивку и заменить ее на новую.



- Завернуть нажимной болт, затянуть его ключом с усилием, обеспечивающим перемещение скребковой проволоки под весом скребка с утяжелителем.



- Установить ролик с направляющей на колпак и пропустить проволоку по пазу ролика, не допуская повреждения и перегибов проволоки.



- Заккрыть лубрикаторный вентиль, который открывали для разрядки лубрикатора.

- Зафиксировать барабан лебедки с помощью храпового механизма. Проверить правильность установки лебедки - скребковая проволока должна располагаться строго перпендикулярно барабану лебедки.



- Произвести опрессовку лубрикатора с сальниковым устройством плавным открытием буферной задвижки. Проверить герметичность сальникового устройства.



При наличии пропусков жидкости или газа, произвести подтяжку сальникового уплотнения, предварительно закрыв буферную задвижку и разрядив лубрикатор!



2.4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО СПУСКУ И ПОДЪЕМУ СКРЕБКА.



- Снять с фиксации барабан лебедки, откинув стопор храпового механизма. Произвести спуск скребка, плавно притормаживая барабан лебедки специальным тормозом, для предотвращения перехлестываний и образования «жучков» на скребковой проволоке, **считая количество оборотов барабана лебедки.**

Периодичность проведения работ по спуску скребка и глубина спуска скребка указываются в регламенте, составляемом технологом цеха.



- При достижении необходимой глубины спуска, промыть скребок от парафина продукцией скважины в течение 10-15 минут, установив барабан лебедки на храповый механизм.



- Подготовить записку, в которой должны быть указаны:

- № скважины;
- число оборотов барабана при спуске скребка;
- дата проведения работ по спуску скребка;
- Ф.И.О. оператора и его подпись.



- Положить закладку (записку) под проволоку на барабане лебедки.

□ Произвести подъем скребка плавно, без рывков, с периодической промывкой в течение 5-10 минут через каждые 50 м подъёма.



При подъеме скребка обязательно считать число оборотов барабана лебедки (число оборотов при спуске и подъёме должны быть равными)

Проволока должна укладываться на барабан ровными рядами виток к витку, не допуская жучков и переламывания.



□ После подъёма убедиться, что скребок находится в лубрикаторе следующим способом:

- прикрыть буферную задвижку на $\frac{1}{4}$ хода плашек;
- снять барабан с храпового механизма;
- опустить скребок плавно до упора его в запорное устройство буферной задвижки (при этом должен появиться прогиб скребковой проволоки);
- поднять скребок;
- установить барабан на храповый механизм;



- Если на скважине не установлен штуцер - закрыть буферную задвижку полностью.
- При появлении пропуска жидкости через сальник, произвести его подтяжку.
- Снять параметры работы установки: линейное давление, буферное давление (при наличии штуцера) и «нагрузку».
- Привести в порядок рабочее место.

2.5. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ.



- Привести в порядок средства индивидуальной защиты, инструмент.



- Доложить мастеру о выполнении задания.



- Сделать запись в вахтовом журнале.



- Передать диспетчеру ЦДНГ:
 - количество оборотов барабана лебедки при спуске скребка;
 - давление в линии или перепад давления при наличии штуцера;
 - нагрузку на двигатель по амперметру.

3. Очистка НКТ горячей нефтью с помощью АДПМ.



Работы проводятся согласно технологическому регламенту на проведение обработок горячей нефтью глубинного насосного оборудования скважин и трубопроводов при помощи АДПМ.

3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.

АДПМ – агрегат для депарафинизации передвижной модернизированный, предназначен для нагрева и нагнетания нефти в скважины или трубопроводы с целью удаления парафина. Агрегат смонтирован на шасси автомобилей "Урал" или "КрАЗ", и имеет нагреватель нефти, нагнетательный насос, системы подачи топлива и воздуха к нагревателю, систему автоматики и КИП, технологические и вспомогательные трубопроводы. Привод механизмов агрегата осуществляется от двигателя автомобиля через трансмиссию.



Технические характеристики:

- производительность по нефти.....12 м³/ч
- температура нагрева безводной нефти.....150 °С
- температура нагрева обводненной нефти.....122 °С
- давление рабочее не более.....160 кгс/см²
- габаритные размеры.....880 × 2750 × 3600 мм

Автоцистерна АЦ-10 предназначена для транспортировки неагрессивных жидкостей температурой до +80°С (сырой нефти, глинистого раствора и др.), используемых в процессе промывочно-продавочных работ.



Оборудование АЦ-10 включает в себя цистерну, насосный блок с приводом, манифольд, систему заполнения насоса и управления коробкой отбора мощности и другое вспомогательное оборудование. Все оборудование смонтировано на шасси автомобиля КамАЗ.

Технические характеристики:

- вместимость цистерны.....10 м³
- наибольшая масса транспортируемой жидкости.....9 т
- габаритные размеры.....830 × 2500 × 2820 мм



Проведение работ по горячей обработке скважины без согласованного и утвержденного плана работ ЗАПРЕЩАЕТСЯ.



□ Перед началом работ ИТР, ответственный за выполнение работ, проводит инструктаж исполнителям и знакомит их с планом на проведение горячей обработки скважины, под роспись.

□ ИТР, ответственный за выполнение работ проверяет наличие и исправность на спецтехнике: средств пожаротушения, искрогасителя, а также наличие СИЗ у водителей спецтехники.



- совместно с машинистом АДПМ, ответственный за выполнение работ проверяет: исправность всех узлов и систем агрегата, наличие защитных кожухов и ограждений безопасности и исправность контрольно-измерительных приборов.



- совместно с водителем АЦ, ответственный за выполнение работ проверяет: наличие и исправность ступеней и площадки с перилами на емкостях, заземляющего проводника, дыхательного клапана на люке цистерны и уровнемера.



Перед проведением работ по горячей обработке скважины оператору по добыче нефти и газа необходимо:

- Получить инструктаж по безопасному проведению работ и расписаться в плане на проведение горячей обработки скважины.



- Произвести проверку средств индивидуальной защиты на пригодность к применению согласно инструкциям по охране труда.



- Приготовить и проверить инструмент для проведения работ:

! Инструмент должен быть изготовлен из цветного металла, обмеднен или обильно смазан солидолом, во избежание образования искры!



- Приготовить газоанализатор для проведения анализа воздушной среды, проверив его исправность.



- За пределами обвалования включить и прогреть газоанализатор.



- Зайти внутрь обвалования и произвести анализ воздушной среды на месте проведения работ.

Предельно – допустимые концентрации:

Угледороды – 300 мг / м^3
Сероводород в смеси с угледородами – 3 мг / м^3



- Провести внешний осмотр наземного оборудования.

При проведении внешнего осмотра оператор обязан проверить:

- состояние территории скважины (при необходимости произвести планировку территории);
- исправность заземления;
- исправность манометров;
- исправность запорной арматуры и герметичность фланцевых соединений.



- Закрыть внутреннюю затрубную задвижку и убедиться, что закрыта внешняя затрубная задвижка.



- Разрядить патрубок эхолотирования через разрядное устройство, контролируя давление по манометру.



□ Снять защитный колпак и разрядить скважину (сравить газ из затрубного пространства), путём открытия внешней затрубной задвижки, не превышая скорость падения давления 0,3 - 0,4 МПа (3 - 4 кгс/см²) в минуту.



Разрядка скважины в атмосферу при безветренной погоде ЗАПРЕЩАЕТСЯ!



При разрядке скважины, территория обволакивания скважины должна быть освобождена от людей и автотехники.



□ Закрывать внешнюю затрубную задвижку.

□ Навернуть на патрубок эхолотирования обратный клапан с переходником под быстроразъемное соединение.



На нагнетательной линии должны быть установлены ДВА обратных клапана: один на выкидной линии насоса АДПМ, второй в месте присоединения к устьевой арматуре скважины



□ Произвести установку АДПМ в соответствии со схемой размещения оборудования, прилагаемой к плану производства работ.

АДПМ устанавливается на расстоянии не менее 25 м от устья скважины, с подветренной стороны, кабиной в сторону от устья скважины.



ЗАПРЕЩАЕТСЯ УСТАНАВЛИВАТЬ СПЕЦИАЛЬНУЮ ТЕХНИКУ ПОД ЛИНИЯМИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ.



Во избежание самопроизвольного движения автомобиля, под колеса АДПМ устанавливаются штатные противооткатные упоры, в количестве не менее двух.

□ После установки агрегата, машинист АДПМ, с помощью быстроразъемных соединений производит сборку нагнетательной линии, соединяющей АДПМ со скважиной.



На каждом соединении производится затяжка гаек быстроразъемного соединения при помощи кувалды.



Для подтяжки резьбовых соединений должен применяться инструмент, не дающий искр при ударах.



РАБОТЫ ПРОВОДИТЬ В ЗАЩИТНЫХ ОЧКАХ.



Под нагнетательную линию устанавливаются штатные подкладки в необходимом количестве, исключающем провисание нагнетательной линии.



□ После сборки нагнетательной линии оператор производит установку автоцистерны.

Автоцистерна устанавливается на расстоянии не менее 25 м от устья скважины и не менее 10 м от АДПМ, с подветренной стороны, кабиной от устья скважины.

Под колеса автоцистерны устанавливаются противооткатные упоры в количестве не менее двух, затем производится заземление автоцистерны мягким проводником



□ После установки автоцистерны машинист АДПМ совместно с водителем автоцистерны производят сборку и присоединение всасывающего рукава агрегата к автоцистерне.





- все соединения всасывающего рукава агрегата закрепляются при помощи специальных зажимных устройств.

□ Ответственный за производство работ проверяет готовность спецтехники, правильность монтажа нагнетательной линии и делает отметку в плане производства работ.

Готовность оборудования и спец. техники, в соответствии с требованиями плана работ проверил.
Производство работ разрешаю.

ИТР ответственный за производство работ

СПИР
(подпись)

Спиридонов А.А.
(Фамилия, Имя, Отчество)



□ В соответствии с руководством по эксплуатации, машинист АДПМ производит запуск агрегата и проводит испытание нагнетательной линии на герметичность (опрессовку).



- по команде ответственного за выполнение работ, насосом агрегата подается жидкость в нагнетательную линию до **полуторакратного** давления от ожидаемого рабочего давления, но не превышающего давления, указанного в паспорте АДПМ (**160кгс/см²**). Если в момент опрессовки не наблюдается утечек жидкости и давление **в течение 10 минут** остаётся неизменным, то линия считается герметичной.



При проведении опрессовки нагнетательной линии,
обслуживающий персонал должен быть удален
ЗА ПРЕДЕЛЫ ОПАСНОЙ ЗОНЫ.



□ В случае обнаружения пропусков нефти в нагнетательной линии:



1. Прекратить опрессовку, остановить насос агрегата



2. Сбросить давление в нагнетательной линии



3. Произвести подтяжку негерметичных соединений



УСТРАНЕНИЕ ПРОПУСКОВ ПОД ДАВЛЕНИЕМ НЕ ДОПУСКАЕТСЯ.

- после устранения негерметичности в соединениях, проводится повторная опрессовка нагнетательной линии на необходимое давление.

3.3. ПРОВЕДЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИНЫ.



□ Проверив закрытие внутренней затрубной задвижки, оператор по добыче нефти и газа открывает внешнюю затрубную задвижку на устьевой арматуре скважины.



СКВАЖИНА ДОЛЖНА НАХОДИТСЯ В РАБОТЕ.



□ После запуска АДПМ и повышении давления в нагнетательной линии, до значения указанного в плане работ, ответственный за производство работ, убедившись в наличии циркуляции, дает команду машинисту АДПМ на розжиг котла.



НЕ ДОПУСКАЕТСЯ превышение давления в нагнетательной линии выше указанного в плане работ.

□ Машинист производит розжиг котла в соответствии с инструкцией завода-изготовителя по его эксплуатации.



□ Контроль за режимом работы всех систем, подачей топлива в нагреватель, температурой нагрева теплоносителя и давлением в нагнетательной линии осуществляется машинистом АДПМ.



НЕ ДОПУСКАЕТСЯ превышать значений давления и температуры указанных в плане работ.

ВО ВРЕМЯ РАБОТЫ АДПМ ЗАПРЕЩАЕТСЯ:



1. Нахождение посторонних людей на агрегате и в зоне его работы;
2. Производить какие-либо ремонтные работы на агрегате или нагнетательной линии;
3. Оставлять работающий агрегат без присмотра;
4. Курить на агрегате или в зоне его работы;
5. Работать при обнаружении протечек нефти или топлива через неплотности соединений;
6. Пользоваться открытым огнем для освещения, осмотра или прогрева АДПМ.

□ В процессе проведения работ оператор по добыче нефти и газа следит за давлением в нагнетательной линии и за параметрами работы скважины.



РАБОТУ АДПМ ПО ОБРАБОТКЕ ЛИФТА НКТ НЕОБХОДИМО ПРЕКРАТИТЬ ПРИ:

- возникновении пожара;
- нарушении нормальной работы систем агрегата;
- отсутствии циркуляции жидкости;
- появлении утечек нефти или топлива через неплотные соединения;
- порыве технологических трубопроводов;
- остановке скважины.

3.4. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ



□ Машинист АДПМ, перед окончанием процесса обработки скважины горячей нефтью, когда в автоцистерне остается 1 м³ нефти, гасит котел, перекрыв подачу в него топлива.



□ При снижении температуры нефти на выходе до 40°C, останавливает агрегат через 1-2 минуты.

□ Ответственный за производство работ заносит фактические параметры обработки скважины в таблицу плана работ.

Фактические технологические параметры проведения депарафинизации скважины

Объем процессной нефти, м ³	Масса процессной нефти, т/м ³	Плотность нефти, кг/м ³	Время обработки, час.		Температура нефти при обработке, °C		Давление в нагнетательной линии, атм.		Давление на устье скважины, атм.	
			начало	конец	начальная	конечная	начальное	конечное	начальное	конечное
40	34,2	0,855	9,00	15,00	20	70	0	3,5	10	10,5

ИТР ответственный за производство работ

Спиридонов А.А.

(Ф.И.О. подпись)

Стор



□ **Оператор по добыче нефти и газа** закрывает внешнюю затрубную задвижку на устьевой арматуре скважины.

□ **Машинист АДПМ** закрывает вентиль на выходе теплоносителя и производит разрядку нагнетательной линии, сбросив давление до атмосферного.



□ Отсоединяет всасывающий рукав от автоцистерны, сливает нефть из рукава в дренажную емкость и разбирает нагнетательную линию.



□ **Оператор по добыче нефти и газа** снимает обратный клапан с переходником под быстроразъемное соединение и устанавливает заглушку.





- Открывает внутреннюю затрубную задвижку на устьевой арматуре скважины.



- Снимает технологические параметры работы скважины:
 - на устьевой арматуре - линейное давление и буферное давление (при наличии штуцера),
 - на станции управления - рабочий ток, напряжение и сопротивление изоляции кабеля.



- Убирает замасленность и наводит порядок на месте проведения работ.

- По возвращении с объекта, приводит в порядок средства индивидуальной защиты и производит запись в вахтовом журнале.



ГЛАВА 6.

Запуск УЭЦН и вывод скважины на режим

1. Подготовка к запуску УЭЦН



- После спуска УЭЦН в скважину и опрессовки лифта НКТ, *бригада ТКРС* производит демонтаж технологического оборудования и уборку замасленности территории скважины. После этого дает заявку в ЦДНГ на запуск УЭЦН в работу.



- *Электромонтер ООО «Энергонефть Самара»* подготавливает трансформаторную подстанцию к работе, проверяет соответствие напряжения питающей сети и состояние электрического соединения кабельной линии, отходящей от трансформаторной подстанции.



- *Электромонтер ООО «Самара-Электро-Сервис»* подготавливает к работе наземное электрооборудование (трансформатор ТМПН, станцию управления, клеммную коробку), проверяет наличие и исправность контура заземления, а также состояние изоляции кабельной линии.

Оператор по добыче нефти и газа перед запуском должен:



- проверив исправность автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ), открыть запорную арматуру (соответствующую задвижку нижнего ряда);



- демонтировать штуцер (в случае если установлен регулируемый штуцер, установить его на максимальный диаметр);



- проверив исправность устьевой арматуры и герметичность фланцевых соединений, открыть запорную арматуру и установить технический манометр на буфере;



- убедиться в наличии пробоотборного устройства на манифольдной линии;

2. Запуск УЭЦН и вызов подачи.

Запуск и вывод скважины на режим осуществляется бригадой в составе:

1. *Оператор по добыче нефти и газа*, который выполняет все необходимые операции с устьевой арматурой, АГЗУ «Спутник», обеспечивает контроль за величиной подачи из скважины и передает данные диспетчеру (технологу) ЦДНГ.

2. *Оператор по исследованию скважин*, который производит контроль изменения уровня жидкости в затрубном пространстве скважины и передает данные диспетчеру (технологу) ЦДНГ;

3. *Электромонтер ООО «С-Э-С»*, который обеспечивает нормальное функционирование трансформатора ТМПН, работоспособность и настройку защиты станции управления, а также периодически проверяет сопротивление изоляции системы «кабель-двигатель».



Непосредственно перед запуском УЭЦН оператор по исследованию скважин уровнемером производит замер статического уровня жидкости в скважине.

i

В случае если статический уровень близок или ниже напора УЭЦН, необходимо произвести долив жидкости в скважину.



Электромонтер «С-Э-С» по команде оператора по добыче нефти и газа производит запуск УЭЦН в работу. Правильность вращения установки проверяется по величине подачи насоса, буферно-го давления, рабочего тока электромонтером и оператором по добыче нефти и газа совместно.

Подача УЭЦН на выкиде скважины должна появиться за указанное, в таблице, время после запуска в зависимости от типоразмера установки, диаметра НКТ и статического уровня.

Тип УЭЦН	Подача насоса, л/мин	Диаметр НКТ, мм	Время (минуты) появления подачи на устье после запуска УЭЦН при статическом уровне ...			
			100 м.	200 м.	300 м.	400 м.
ЭЦН-10	6,9	60	28	56	84	112
		73	44	88	132	176
ЭЦН-20	14	60	21	42	63	83
		73	21,5	43	65	86
ЭЦН-30	20,8	60	9,5	19	28,5	38
		73	14,5	29	44	58
ЭЦН-35	24,3	60	8,1	16,2	24,3	32,4
		73	12,4	24,8	37	49,6
ЭЦН-50	35	60	5 6	11 2	16 8	22 4
		73	9	17	26	36
ЭЦН-80	56	60	3 5	7	10 5	14
		73	5,4	10,8	16	21,5
ЭЦН-125	87	60	2 3	4 5	6 8	9 0
		73	3,5	7	10	14
ЭЦН-160	111	60	1 8	3 5	5 3	7 0
		73	2,8	5,6	8,4	11,2
ЭЦН-200	139	60	1 4	2 8	4 2	5 6
		73	2,2	4,4	6,5	8,8
ЭЦН-250	174	60	1 1	2 2	3 3	4 4
		73	1,7	3,4	5,2	6,8
ЭЦН-400	278	60	0 7	1 4	2 1	2 8
		73	1,1	2,2	3,2	4,4
ЭЦН-500	347	60	0 5	1 1	1 7	2 3
		73	0,9	1,8	2,6	3,6



Если за время, указанное в таблице, подача не появилась, то дальнейшие работы по запуску установки производятся по согласованию с технологической службой ЦДНГ.



После появления подачи на устье производится опрессовка НКТ на герметичность, для чего закрывается трубная задвижка и по достижению буферного давления 4,0 МПа (40 кгс/см²) установка отключается. При герметичных НКТ и обратном клапане, темп падения буферного давления не должен превышать 10% за одну минуту.

Если НКТ герметичны, установка запускается и производится вывод ее на нормальный режим работы.

3. Вывод скважины на режим.

3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.

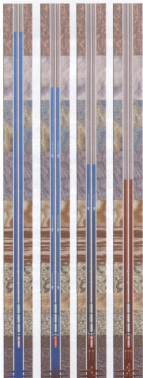
После ремонта, скважина заполнена жидкостью глушения, которую, для обеспечения притока жидкости из пласта, необходимо откачать. Так как плотность жидкости глушения значительно превосходит плотность пластовой жидкости, в начальный период времени после запуска, двигатель работает с максимальной нагрузкой, что приводит к его нагреву. При отсутствии притока жидкости из пласта, на прием насоса после пуска поступает жидкость глушения, находящаяся в скважине выше электродвигателя. По этой причине охлаждения электродвигателя не происходит. Учитывая все эти факторы, **главной задачей при выводе на режим является: вызов притока из пласта при недопущении перегрева электродвигателя и кабельной линии.**

3.2. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫВОДА.

После запуска установки, персонал, проводящий вывод скважины на режим, осуществляет постоянный контроль следующих параметров:

- изменение уровня жидкости в скважине;
- дебит на АГЗУ;
- буферное и затрубное давление;
- рабочий ток и напряжение с КТПШН или ТМПН;
- сопротивление изоляции системы «кабель-ПЭД».

Контроль в первый час работы производится с периодичностью от 5 до 15 минут (согласовывается с технологической службой). В последующее время периодичность контроля зависит от мощности ПЭД.



3.3. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА.

Для оценки величины потока жидкости охлаждающего ПЭД, после каждого замера рабочих параметров необходимо производить расчет притока жидкости из пласта. Расчет притока осуществляется двумя методами.

1. Расчет притока по темпу отбора жидкости.

Приток определяется как разность между замером дебита жидкости на АГЗУ и темпом откачки жидкости из затрубного пространства.

$$Q_p = Q_{\text{АГЗУ}} - \Delta H \cdot V \cdot 24 \cdot \frac{60}{T}, \text{ где}$$

$Q_{\text{АГЗУ}}$ – дебит скважины по АГЗУ, за время T , в пересчете на сутки ($\text{м}^3/\text{сут}$);

ΔH – разница между начальным и конечным уровнем жидкости в скважине, за время T (в метрах);

V – объем 1 метра кольцевого (затрубного) пространства (см. Приложение 5),

T – время между замерами (в минутах)

Пример: Начальный динамический уровень в скважине $H_d = 120$ м. Через 10 минут уровень жидкости в скважине опустился до $H_{\text{д}} = 165$ м. Таким образом, $\Delta H = 45$ м. На АГЗУ за 10 минут через счетчик прошло 1 м^3 жидкости. В пересчете на сутки – $Q_{\text{АГЗУ}} = 1 \cdot 6 \cdot 24 = 144 \text{ м}^3/\text{сут}$. Объем 1 метра кольцевого пространства указывается в карте вывода на режим. Для примера $V = 0,014 \text{ м}^3$.
Определяем приток: $Q_p = 144 - 45 \cdot 0,014 \cdot 24 \cdot (60/10) = 53 \text{ м}^3/\text{сут}$.

2. Расчет притока по восстановлению уровня жидкости.

Приток определяется по изменению уровня жидкости в затрубном пространстве скважины, после каждой остановки УЭЦН.

$$Q_p = \Delta H \cdot V \cdot 24 \cdot \frac{60}{T}, \text{ где}$$

ΔH – восстановление уровня жидкости в скважине, за время T (в метрах);

V – объем 1 метра кольцевого (затрубного) пространства (см. Приложение 5),

T – время между замерами (в минутах)

Пример: На момент остановки УЭЦН динамический уровень в скважине $H_d = 250$ м. Через 15 минут после остановки насоса уровень жидкости в скважине поднялся до $H_c = 200$ м. Таким образом, $\Delta H = 50$ м. Объем 1 метра кольцевого пространства указывается в карте вывода на режим. Для примера $V = 0,014 \text{ м}^3$.
Определяем приток: $Q_p = 50 \cdot 0,014 \cdot 24 \cdot (60/15) = 67 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Величина притока жидкости из пласта необходимого для охлаждения погружного электродвигателя рассчитывается технологической службой и указывается в карте вывода на режим. В случае появления притока из пласта, достаточного для охлаждения ПЭД, в дальнейшем остановку насоса для охлаждения не производят.

СКВАЖИНА СЧИТАЕТСЯ ВЫШЕДШЕЙ НА РЕЖИМ РАБОТЫ, ЕСЛИ:

i

1. Дебит скважины соответствует рабочей характеристике насоса.
2. Динамический уровень установился на постоянной отметке (после 3-х замеров в течение 1,5 ч.).
3. Объем жидкости, отобранный из скважины, равен двум объемам ее обсадной колонны (но не менее 2 объемов использованной при ремонте жидкости глушения).

По окончании вывода скважины на режим, оператор, проводящий работы на скважине, передает в технологическую службу ЦДНГ заполненный эксплуатационный паспорт установки и карту вывода на режим, которые хранятся в ЦДНГ до отказа УЭЦН и передачи её в ремонт.

3.4. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ВЫВОДЕ НА РЕЖИМ.

1. Недостаточный приток из пласта

Если в процессе откачки жидкости глушения динамический уровень снизился до критического уровня (200 метров над приемом насоса), то это означает, что приток жидкости из пласта ниже производительности УЭЦН. Снижение уровня жидкости до критического значения называется - *циклом откачки*. При этом выполняют следующие операции: отключают установку, ожидают восстановления уровня жидкости в скважине за счет притока из пласта, запускают установку с последующей откачкой до критического уровня. Операция повторяется до получения результата.

Если восстановление уровня не происходит или происходит незначительно, то, с целью увеличения депрессии на пласт, производится откачка до уровня ниже критического.

Если вывести установку на режим не удастся, то проводятся работы по ограничению производительности УЭЦН:

- установка на устьевой арматуре штуцера, диаметр которого рассчитывается технологической службой ЦДНГ;

- использование станций управления с частотным преобразователем (ЧП). Частотные преобразователи за счет изменения частоты тока позволяют регулировать частоту вращения электродвигателя. При изменении частоты вращения - изменяются и параметры работы установки: производительность, напор и потребляемая насосом мощность.

$$Q = Q_{50} \cdot \frac{F}{50}; \quad H = H_{50} \cdot \left(\frac{F}{50}\right)^2; \quad N = N_{50} \cdot \left(\frac{F}{50}\right)^3$$

Q, H, N - расчетные подача, напор, потребляемая мощность

Q_{50}, H_{50}, N_{50} - подача, напор, потребляемая мощность при частоте 50 Гц

F - значение измененной частоты, Гц

Кроме того, применение ЧП позволяет производить плавный пуск двигателя, уменьшая тем самым пусковые токи.

В том случае, если частотным регулированием и штуцированием не удастся добиться стабильного режима работы, скважину переводят на периодический режим работы (режим АПВ - автоматического повторного включения). Режим АПВ определяет персонал, проводящий вывод скважины на режим.

2. Влияние механических примесей.

Высокое содержание механических примесей оказывает негативное воздействие на работу УЭЦН: снижение производительности насоса – при работе и заклинивание насоса – при запуске. При снижении производительности установки персонал, проводящий вывод на режим под руководством технологической службы ЦДНГ, проводит комплекс мероприятий по выносу механических примесей из насоса (промывка насоса агрегатом ЦА-320 и пр.). При «клине» УЭЦН, вывод на режим приостанавливается, и дальнейшие работы по запуску установки проводятся совместно со специалистами «СЭС».



3. Высокая вязкость продукции скважины.

Образование высоковязких эмульсий в лифте НКТ вызывает рост потребляемой мощности. При этом, при запуске установки после охлаждения двигателя, увеличивается нагрузка на вал насоса (возможен слом вала) и как следствие возрастание токовых нагрузок. Поэтому по согласованию с технологической службой ЦДНГ, увеличивают время работы установки без необходимого притока из пласта, а также уменьшают время охлаждения ПЭД.

4. Неисправность или отсутствие АГЗУ.

Отсутствие или неисправность АГЗУ не является причиной отказа от вывода на режим. Расчет притока при неисправности или отсутствии АГЗУ, производится по восстановлению уровня жидкости в скважине. Скважина считается выведенной на режим в соответствии с общими требованиями без определения замера на АГЗУ.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОГРУЖНЫХ
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ.

Сопротивление изоляции обмотки статора при $t=115\pm 15^{\circ}\text{C}$ -25Мом, Синхронная частота вращения вала-3000 об/мин

Тип электродвигателя	Номинальная мощность, кВт	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	КПД, %	cos φ	Мак. диаметр охладителя	Скорость вращения, об/мин	Кол-во ступеней	Длина, мм	Масса, кг	Момент Прокрутки, кг*м
ПЭД20-300М085	18	539	25,8	81	0,84	121,7	0,05	1	3009	170	0,15
ПЭД22-300М085	22	700	27,5	81	0,83	121,7	0,10	1	3689	216	0,25
ПЭД28-300М085	28	900	27,8	81	0,82	121,7	0,10	1	4369	263	0,30
ПЭД32-300М085	32	1000	27,5	81	0,83	121,7	0,10	1	4799	286	0,35
ПЭД40-300М085	40	1200	28,8	81,5	0,84	121,7	0,15	1	5189	331	0,40
ПЭД45-300М085	45	1400	28,8	81	0,83	121,7	0,15	1	6099	376	0,45
ПЭД 12-117М085	12	380	26,8	84	0,85	123,7	0,05	1	2088	126	0,20
ПЭД 16-117М085	16	750	18,8	84	0,85	123,7	0,05	1	2478	157	0,20
ПЭД 22-117М085	22	750	24,8	84,5	0,85	123,7	0,05	1	3238	213	0,35
ПЭД 28-117М085	28	900	26,8	84,5	0,84	123,7	0,08	1	3618	242	0,40
ПЭД 32-117М085	32	1000	26,8	85	0,86	123,7	0,08	1	3998	271	0,45
ПЭД32-117М085	32	750	33,5	85	0,84	123,7	0,08	1	3998	272	0,45
ПЭД 40-117М085	40	1200	27,8	84,5	0,85	123,7	0,08	1	4378	300	0,50
ПЭД 45-117М085	45	1400	26,8	85	0,86	123,7	0,08	1	5138	358	0,60
ПЭД45-117М085	45	1000	36,5	85	0,86	123,7	0,08	1	5138	360	0,60
ПЭД50-117М085	50	1400	28,8	84,5	0,86	123,7	0,12	1	5518	387	0,60
ПЭД56-117М085	56	1400	32	84,5	0,86	123,7	0,12	1	5898	436	0,70
ПЭД63-117М085	63	2000	23,8	85	0,85	123,7	0,30	1	6658	473	0,80
ПЭД63-117М085	63	1000	51,5	85	0,85	123,7	0,30	1	6658	475	0,80
ПЭД70-117М085	70	2000	28,8	83	0,85	123,7	0,30	1	7038	488	0,90
ПЭД76-117М085	76	1000	56,8	84	0,85	123,7	0,30	1	7038	500	0,90
ПЭД90-117М085	90	1300	58,8	83,5	0,83	123,7	0,30	1	7942	560	0,90
ПЭД90-117М085	88	2000	34,8	85	0,83	130,0	0,30	2	8488	572	1,00
ПЭД90-117М085	90	2000	41,8	85	0,83	130,0	0,30	2	9188	628	1,20
ПЭД90-117М085	100	2000	38,5	85	0,85	130,0	0,30	2	9528	684	1,30
ПЭД90-117М085	125	2000	51,5	85	0,85	130,0	0,30	2	12968	908	1,60
ПЭД90-117М085	140	2000	56,8	85	0,85	130,0	0,30	2	13728	968	1,80
ПЭД90-117М085	180	2400	63,8	85	0,85	130,0	0,30	2	15248	1236	1,90
ПЭД 22-130М085	22	800	23,8	85	0,84	148,3	0,3	1	2088	177	0,25
ПЭД12-130М085	32	1200	27,8	85	0,85	148,3	0,3	1	2581	195	0,45
ПЭД175-130М085	75	1800	32,8	85	0,85	148,3	0,5	1	3970	333	0,45
ПЭД90-130М085	90	1600	46,8	85	0,84	148,3	0,5	1	4464	373	0,45
ПЭД 125-130М085	125	1800	56,8	86	0,84	148,3	0,6	1	6450	425	0,80
ПЭД 180-130М085	180	2400	63,8	85	0,85	148,3	0,7	1	7718	700	0,90
ПЭД90-130М085	200	2100	73,8	85	0,85	148,3	1,1	2	8683	900	2,20
ПЭД90-130М085	230	2400	78,8	85	0,85	148,3	1,1	2	10673	946	2,20
ПЭД90-130М085	250	2700	76,8	85	0,85	148,3	1,1	2	11963	1026	2,20
ПЭД90-130М085	360	3000	99,8	85	0,84	148,3	1,1	2	13623	1390	2,80



Тип двигателя	Мощность, кВт	Напряжение, В	Ток, А	КПД, %	Коэф. маш.	Длина, мм	Масса, кг	В, об/мин
ЭДБ8-103В5	8	350	20,8	81,0	0,80	1488	80	3000
ЭДБ12-103В5	12	330	31,5	81,0	0,83	1848	100	3000
ЭДБ16-103В5	16	680	20,5	81,0	0,82	2198	120	3000
ЭДБ20-103В5	20	850	20,5	81,5	0,82	2548	140	3000
ЭДБ22-103В5	22	680	29,0	82,0	0,80	2898	160	3000
ЭДБ24-103В5	24	680	31,0	82,0	0,81	2898	160	3000
ЭДБ28-103В5	28	780	31,0	82,0	0,82	3248	180	3000
ЭДБ32-103В5	32	900	31,0	82,0	0,81	3598	200	3000
ЭДБ36-103В5	36	1060	31,0	82,0	0,82	3948	220	3000
ЭДБ40-103В5	40	1100	31,0	82,0	0,83	4298	240	3000
ЭДБ45-103В5	45	1250	31,5	82,0	0,81	4648	260	3000
ЭДБ50-103В5	50	1350	32,0	82,0	0,82	4998	280	3000
ЭДБ56-103В5	56	1550	31,0	82,0	0,82	5698	320	3000
ЭДБ63-103В5	63	1750	31,0	82,0	0,82	6398	360	3000
ЭДБ70-103В5	70	1960	31,7	82,0	0,82	6748	380	3000
ЭДБ80-103В5	80	2150	32,5	81,0	0,82	7448	420	3000
ЭДБ90-103В5	90	1990	41,0	82,0	0,81	8148	460	3000
ЭДБ8-117В5	8	380	18,4	81,0	0,82	1615	103	3000
ЭДБ12-117В5	12	300	32,5	84,0	0,85	1995	126	3000
ЭДБ12-117В5	12	380	25,5	84,5	0,85	1995	126	3000
ЭДБ16-117В5	16	500	25,5	84,5	0,85	2375	155	3000
ЭДБ16-117В5	16	750	17,2	84,5	0,85	2375	155	3000
ЭДБ20-117В5	20	650	24,5	84,5	0,86	2755	184	3000
ЭДБ22-117В5	22	660	27,8	82,5	0,84	2755	184	3000
ЭДБ24-117В5	24	660	30,2	81,5	0,85	2755	184	3000
ЭДБ28-117В5	28	800	28,6	82,5	0,86	3238	213	3000
ЭДБ32-117В5	32	950	27,7	83,0	0,85	3515	242	3000
ЭДБ36-117В5	36	1100	27,2	83,5	0,84	3895	271	3000
ЭДБ40-117В5	40	1200	27,1	83,5	0,85	4275	300	3000
ЭДБ45-117В5	45	1350	27,3	83,5	0,85	4655	329	3000
ЭДБ50-117В5	50	1500	27,4	83,5	0,84	5035	358	3000
ЭДБ56-117В5	56	1650	28,0	83,5	0,84	5415	387	3000
ЭДБ56-117В5	56	1400	32,5	83,0	0,86	5415	387	3000
ЭДБ63-117В5	63	1800	29,0	83,0	0,84	5795	416	3000
ЭДБ70-117В5	70	1650	35,0	84,0	0,84	6555	478	3000
ЭДБ70-117В5	70	2000	29,0	83,0	0,86	6555	474	3000
ЭДБ80-117В5	80	1900	34,7	84,0	0,84	7315	543	3000
ЭДБ90-117В5	90	2000	37,3	84,0	0,85	7695	573	3000
ЭДБ99-117В5	90	1000	72,0	82,0	0,88	6555	478	3000
ЭДБ100-117В5	100	2000	40,5	83,0	0,86	7695	573	3000
ЭДБ110-117В5	110	2100	45,0	82,0	0,82	7695	577	3000
ЭДБ125-117В5	125	2100	51,0	82,5	0,82	7695	578	3000
ЭДБ140-117В5	140	2350	49,0	82,0	0,86	8455	643	3000

Приложение 2.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОЗАЩИТ.



Типы гидрозащиты	Система гидрозащиты	Мощность электронасоса, кВт	Потребляемая мощность, кВт	Длина, мм	Диаметр, мм	Масса, кг	Объем масла, л	Вспарываемая нагрузка, кг
двухкатушечная гидрозащита								
МГ(Т)62	МП62	90	0,40	1700	92	54	3,5	-
	МК62	-	-	1825	103	56	9,8	-
1МГ(Т)54	1МП54	90	0,35	1682	92	50	4,0	-
	МК54	-	-	1147	114	40	5,8	-
1МГ(Т)54.2	1МП54	90	0,35	1682	92	50	4,0	-
	МК52	-	-	1825	103	56	9,8	-
1МГ(Т)54.5	1МП54	90	0,35	1682	92	50	4,0	-
	МК55	-	-	1151	103	28	2,8	-
МГ(Т)62	МП62	125	0,45	1459	114	65	4,0	-
	МК62	-	-	1825	103	56	9,8	-
Г(Т)81	П81	125	1,00	2376	159	165	24,6	-
	К81	-	-	1874	159	62	10,5	-
однокатушечная гидрозащита								
Г(Т)67	моноблок	100	0,45	2419	92	70	5,8	-
1Г(Т, Т, 67	моноблок	100	0,45	2617	92	75	5,8	700
2Г(Т, Т, 67	моноблок	180	0,45	2651	92	76	5,9	700
2Г(Т)5А7	моноблок	180	0,60	3145	105	95	8,5	800
2Г(Т)67	моноблок	180	0,8	3184	114	100	9,0	900

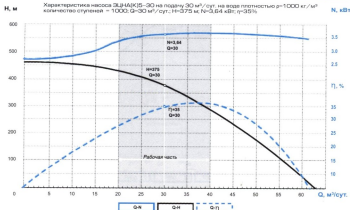


Типы гидрозащиты	Система гидрозащиты	Мощность электронасоса, кВт	Количество диффрагм	Количество термостатических элементов	Объем масла, л	Масса, кг	Диаметр корпуса, мм	Длина монтажная, мм
двухкатушечная гидрозащита								
1Г/62	пропорсор	90	2	3	4,5	34	92	875
	компрессор	-	1	-		20	185	1018
2Г/62	пропорсор	125	-	3	9	30	92	640
	компрессор	-	2	-		36	185	1838
однокатушечная гидрозащита								
ПБ92	моноблок	125	1	2	4,25	55	92	1878
1ПБ92	моноблок	125	2	3	5,4	66	92	2538
2ПБ92	моноблок	125	2	3	5,4	65	92	2518
3ПБ92	моноблок	250	2	2	6,8	70	92	2773
4ПБ92	моноблок	250	2	2	6,8	72	92	2793
ПБ114	моноблок	400	2	2	11,5	100	114	2803

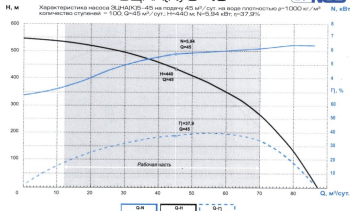
Приложение 3.

ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСОВ.

ЭЦНА(К) 5-30



ЭЦНА(К) 5-45



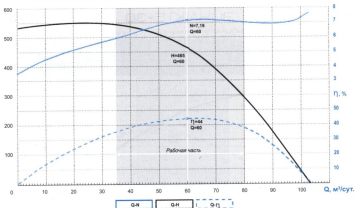
ЭЦНА(К) 5-60

ALNAS

H, м

Характеристика насоса ЭЦНА(К)5-60 на подачу 60 м³/сут. на воде плотностью $\rho=1000 \text{ кг/м}^3$
количество ступеней = 100; Q=60 м³/сут.; H=485 м; N=7,19 кВт; $\eta=44\%$

N, кВт



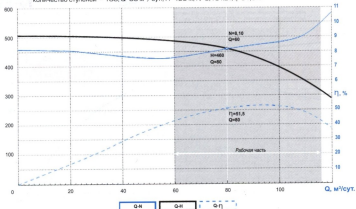
ЭЦНА(К) 5-80

ALNAS

H, м

Характеристика насоса ЭЦНА(К)5-80 на подачу 80 м³/сут. на воде плотностью $\rho=1000 \text{ кг/м}^3$
количество ступеней = 100; Q=80 м³/сут.; H=480 м; N=8,10 кВт; $\eta=51,5\%$

N, кВт



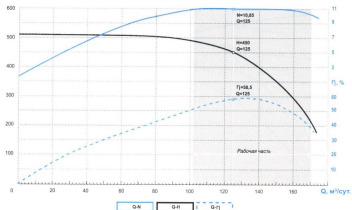
ЭЦНА(К) 5-125



Н, м

Характеристики насоса ЭЦНА(К)5-125 на подачу 125 м³/сут. на воде плотностью $\rho=1000$ кг/м³
 количество ступеней = 100; Q=125 м³/сут.; Н=450 м; N=10,85 кВт; $\eta=58,5\%$

N, кВт



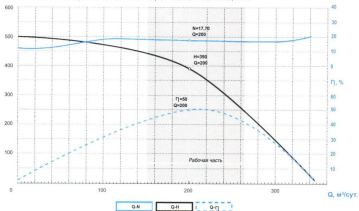
ЭЦНА(К) 5-200



Н, м

Характеристика насоса ЭЦНА(К)5-200 на подачу 200 м³/сут. на воде плотностью $\rho=1000$ кг/м³
 количество ступеней = 100; Q=200 м³/сут.; Н=390 м; N=17,70 кВт; $\eta=50\%$

N, кВт



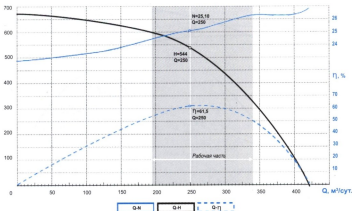
ЭЦНА(К) 5А-250

ALNAS

H, м

Характеристика насоса ЭЦНА(К)5А-250 на подачу 250 м³/сут. на воде плотностью $\rho=1000 \text{ кг/м}^3$
количество ступеней = 100; Q=250 м³/сут.; H=544 м; N=25,10 кВт; $\eta=61,5\%$

N, кВт



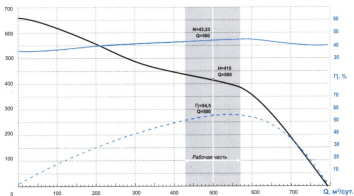
ЭЦНА(К) 5-500

ALNAS

H, м

Характеристика насоса ЭЦНА(К)5-500 на подачу 500 м³/сут. на воде плотностью $\rho=1000 \text{ кг/м}^3$
количество ступеней = 100; Q=500 м³/сут.; H=415 м; N=43,23 кВт; $\eta=54,5\%$

N, кВт

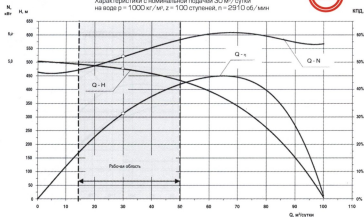


ЭЦНД 5-30

Характеристики с номинальной подачей 30 м³/сутки
на воде $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$, $z = 100$ ступеней, $n = 2910 \text{ об/мин}$



КПД, %

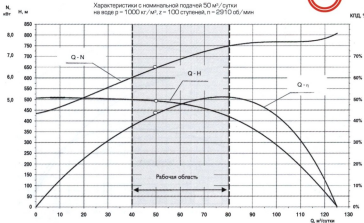


ЭЦНД 5-50

Характеристики с номинальной подачей 50 м³/сутки
на воде $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$, $z = 100$ ступеней, $n = 2910 \text{ об/мин}$

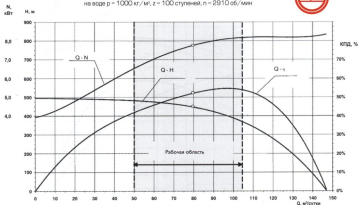


КПД, %



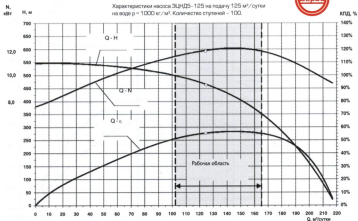
ЭЦНД 5-80

Характеристики с номинальной подачей 80 м³/сутки
на воде $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$, $z = 100$ ступеней, $n = 2910 \text{ об/мин}$



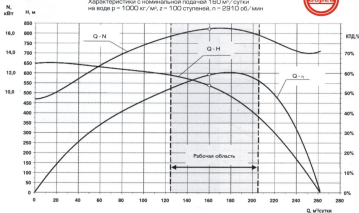
ЭЦНД 5-125

Характеристики насоса ЭЦНД5-125 на подачу 125 м³/сутки
на воде $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$. Количество ступеней – 100.



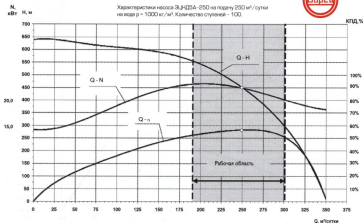
ЭЦНД 5А-160

Характеристики с номинальной подачей 160 м³/сутки
на воде $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$, $z = 100$ ступеней, $n = 2910 \text{ об./мин}$



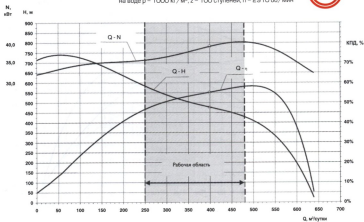
ЭЦНД 5А-250

Характеристики насоса ЭЦНД5А-250 на подачу 250 м³/сутки
на воде $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$. Количество ступеней – 100.



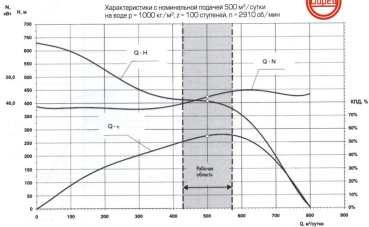
ЭЦНМ 5А-400

Характеристики с номинальной подачей 400 м³/сутки
на воде $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$, $z = 100$ ступеней, $n = 2910 \text{ об/мин}$



ЭЦНМ 5А-500

Характеристики с номинальной подачей 500 м³/сутки
на воде $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$, $z = 100$ ступеней, $n = 2910 \text{ об/мин}$



Приложение 4.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
ГАЗОСЕПАРАТОРОВ, ДИСПЕРГАТОРОВ И
ГАЗОСЕПАРАТОРОВ-ДИСПЕРГАТОРОВ.

Тип separator	Масс. содержание газа, %	Температура сепарации, °C	Класс separator, по классу	Масс. часть в рабочей массе, кг/кг	Массовая концентрация (по массе) газа, об.масс.	Масса, кг	Длина колонны, мм	Диаметр корпуса, мм	Масс. емкость аппарата, кг/м³	Масс. емкость аппарата (по массе), кг	Максимальная часть по массе газа, об.масс.
ГАЗОСЕПАРАТОРЫ											
ГСА-1	55	120	0,5	430	3000	34,5 / 40,1	903 / 1094	103	1400	6,1 / 9,5	3
ГСА-2	55	120	0,7	250	3000	25	767	92	1400	8,5	3
ГСА-3	55	120	0,7	100	3000	28	794	92	1400	8,5	3
ГСА-4	55	120	0,7	130	3000	33 / 35	850 / 940	92	1400	1	3



Тип separator	Исполнение	Масс. содержание газа, %	Температура сепарации, °C	Рабочая масса, кг/кг	Масс. концентрация (по массе) газа, об.масс.	Масса, кг	Длина колонны, мм	Диаметр корпуса, мм	Диаметр колонны, мм	Масс. емкость аппарата (по массе), кг/м³	Максимальная часть по массе газа, об.масс.
ГАЗОСЕПАРАТОРЫ											
МНГСА-04	с промывкой	55	120	250	56	28	717	92	17	6,5	3
МНГСА-04К	с промывкой	55	120	250	56	28	717	92	17	6,5	3
МНГСА-04МК	с промывкой	55	120	250	93	28	717	92	28	6,5	3
МНГСА	без промывки	55	120	250	56	27,5	717	92	17	6,5	3
ДМНГСА	без промывки	55	120	300	56	27	848	92	17	6,5	3
ДМНГСА-02	без промывки	55	120	300	95	27,5	848	92	20	6,5	3
МНГСА	без промывки	55	120	300	125 (100 с шп.)	28,5	792	105	22	6,5	3
МНГСА-К	без промывки	55	120	300	125 (100 с шп.)	28,5	792	105	22	6,5	3
ДМНГСА	без промывки	55	120	300	125 (100 с шп.)	30	868	105	22	6,5	3
ДИСПЕРГАТОРЫ											
МНДСА	-	55	120	250	56	27,5	717	92	17	6,5	3
МНДСА-К	-	55	120	250	56	27,5	717	92	17	6,5	3
МНДСА	-	55	120	500	125 (100 с шп.)	29	792	105	22	6,5	3
МНДСА-К	-	55	120	500	125 (100 с шп.)	29	792	105	22	6,5	3
ГАЗОСЕПАРАТОРЫ-ДИСПЕРГАТОРЫ											
МНДСА	-	60	120	250	78	33,9	1049	92	17	9,5	3
МНДСА-К	-	60	120	250	78	33,9	1049	92	17	9,5	3
МНДСА	-	60	120	500	125 (100 с шп.)	40	1284	105	22	9,5	3
МНДСА-К	-	60	120	500	125 (100 с шп.)	40	1284	105	22	9,5	3

Приложение 5.

ОБЪЕМ ЖИДКОСТИ В 100 МЕТРАХ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ.

Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Толщина стенок, мм	Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм	Объем жидкости (м ³) на 100 метров эксплуатационной колонны			
			без НКТ	НКТ – 60 мм	НКТ – 73 мм	НКТ – 89 мм
139,7	6	127,7	1,28	0,95	0,81	0,61
	7	125,7	1,24	0,91	0,77	0,57
	8	123,7	1,20	0,87	0,73	0,53
	9	121,7	1,16	0,83	0,70	0,49
	10	119,7	1,13	0,79	0,66	0,46
	11	117,7	1,09	0,75	0,62	0,42
146,1	6,5	133,1	1,39	1,06	0,92	0,72
	7	132,1	1,37	1,04	0,90	0,70
	8	130,1	1,33	0,99	0,86	0,66
	9	128,1	1,29	0,95	0,82	0,62
	10	126,1	1,25	0,91	0,78	0,58
	11	124,1	1,21	0,87	0,74	0,54
168,3	6,5	155,3	1,89	1,56	1,43	1,22
	7	154,3	1,87	1,53	1,40	1,20
	8	152,3	1,82	1,49	1,35	1,15
	9	150,3	1,77	1,44	1,31	1,10
	10	148,3	1,73	1,39	1,26	1,06
	11	146,3	1,68	1,35	1,21	1,01
	12	144,3	1,64	1,30	1,17	0,97
178,8	7	164,8	2,13	1,80	1,67	1,46
	8	162,8	2,08	1,75	1,61	1,41
	9	160,8	2,03	1,70	1,56	1,36
	10	158,8	1,98	1,65	1,51	1,31
	11	156,8	1,93	1,60	1,46	1,26
	12	154,8	1,88	1,55	1,41	1,21

Отпечатано в типографии ОАО "Информационно-издательский центр"
Тираж 1000 экз., заказ №1742 от 19.08.2009 г.