МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ОРГАНИЗАЦИИ, УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ТИПОВЫЕ НОРМАТИВЫ ЧИСЛЕННОСТИ РАБОЧИХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ УПРАВЛЕНИЙ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Москва ВНИИОЭНГ 1987

gost.e-ecolog.ru

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ОРГАНИЗАЦИИ,
УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Министра
нефтяной промышленности СССР
_____ Н.И.Кархалев
"10" августа 1987 г.

НОРМАТИВЫ ЧИСЛЕННОСТИ РАБОЧИХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ УПРАВЛЕНИЙ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Москва ВНИИОЭНГ 1987

УДК 622.276:658.3-05

Настоящий сборник разработан Нормативно-исследовательской станцией объединения Татнефть под методическим руководством лаборатории научных основ нормирования труда ВНИИОЭНГ при участии всех нормативно-исследовательских станций нефтегазодобывающих объединений.

Нормативы численности рекомендуются для определения численности рабочих, необходимой нефтегазодобывающим управлениям (НГДУ) для выполнения заданных объемов работ, для расстановки исполнителей по рабочим местам и для составления нормированных заданий рабочим-повременщикам.

Приведенные в сборнике нормативы численности рабочих разработаны по вариантам организации выполнения одноименных работ. В случае несоответствия приведенных в сборнике условий организации (объемов) выполнения работ, предприятиям рекомендуется на базе методик, приведенных в сборнике, разрабатывать и утверждать местные нормативы численности.

С введением настоящего сборника отменяется ранее действовавший в отрасли сборник "Типовые нормативы численности и нормы обслуживания оборудования нефтегазодобывающих управлений", - М., ВНИИОЭНГ, 1975.

ТИПОВЫЕ НОРМАТИВЫ ЧИСЛЕННОСТИ РАБОЧИХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ УПРАВЛЕНИЙ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. - М.: ВНИИОЭНГ, 1987.

Ответственный редактор А.Я.Решьев

Ответственные исполнители: Л.Н.Баранова, Н.Г.Сиреева

Технический редактор Е.Ю.Лунева
Корректоры Т.П.Лактионова, Т.М.Булычева, В.А.Задкова

Подписано в печать 27.12.87. Т-22985. Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная. Печать офсетная. Усл.печ.л. 20,92. Усл.кр.-отт. 21,04. Уч.-изд.л. 20,18. Тираж 6300экз. Цена 4р.19к. Заказ 577 ВНИИОЭНГ № 1290.

113162, Москва, ВНИИОЭНГ, Хавская, 11.

Типография ХОЗУ Миннефтепрома. Москва: наб. М. Тореза, 26/1

© Всесоюзный научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности (ВНИИОЭНГ), 1987

ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Нормативы численности рабочих, приведенные в сборнике, разработаны по видам работ независимо от организационной структуры нефтегазодобывающих управлений и охватывают:

обслуживание наземного оборудования скважин и оборудования объектов, "привязанных" к скважинам;

сбор, подготовку и перекачку нефти;

поддержание пластового давления (вторичные методы эксплуатации) и подготовку технологической жидкости для закачки в пласт;

промыслово-исследовательские работы, замер дебита и отбор проб;

обслуживание оборудования и объектов по сбору и утилизации газа;

ремонт эксплуатационного оборудования, электрооборудования и электропогружных установок;

подземный (текущий) и капитальный ремонт скважин;

эксплуатацию средств и систем автоматизации и телемеханизации;

пароводоснабжение;

производство лабораторных анализов;

прочие работы.

Нормативами численности предусматривается явочная численность рабочих. Для определения списочной численности применяется коэффициент перехода от явочной численности к списочной, расчеты которого приведены в соответствующем разделе сборника.

Трудоемкость работ, учтенная в нормативах численности, определена при условии выполнения действующих норм времени на 100%. При перевыполнении норм времени нормативная численность корректируется в сторону уменьшения на величину процента перевыполнения норм. При обслуживании нефтепромысловых объектов, выделяющих свободный сероводород, к нормативам численности, предусматривающим обслуживание одним человеков в смену, применяется коэффициент 1,6.

Нормативная численность рассчитывается на виды работ, выполняемые силами НГДУ. Если отдельные виды работ выполняются другими организациями (ЦБПО, УПНПиКРС, Управлениями "Энергонефть" и др.), численность на эти работы не определяется.

Нормативы численности предназначены для определения численности и расстановки рабочих по рабочим местам. При расстановке рабочих рекомендуется, исходя из производственных возможностей, вводить широкое совмещение профессий и расширение зон обслуживания.

Нормы времени на выполнение работ (трудоемкость обслуживания), приведенные в приложениях настоящего сборника, могут быть использованы при составлении нормированных заданий рабочим-повременщикам.

Для объединений Западной и Восточной Сибири, Коми АССР и Архангельской области рекомендуется пользоваться нормативами численности рабочих, разработанными для Главтюменнефтегаза.

Сборник состоит из трех разделов:

раздел I - нормативная часть;

раздел II - методика расчета нормативов численности;

раздел III - указания о порядке расчета нормативной численности.

Приложения - составы работ, нормы времени и другие показатели, на основании которых рассчитаны нормативы.

РАЗДЕЛ I. НОРМАТИВНАЯ ЧАСТЬ

I. Обслуживание наземного оборудования скважин и другого оборудования, "привязанного" к скважинам

Таблица I

Обслуживание наземного оборудования одной скважины действующего фонда (без переходов)

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении I.

Способ эксплуатации	Нормативы численности на обслуживание скважины		Номер норматива
	телемеханизированной	нетелемеханизированной	
Глубиннонасосный	0,0327	0,0380	I
Фонтанный	0,0134	0,0182	2
Электропогружным насосом	0,0144	0,0200	3
Газлифтный	0,0437	0,0708	4
	а	б	

Примечания: I. При производственной необходимости обслуживания нетелемеханизированных скважин в две или три смены к нормативам численности применяются коэффициенты: для обслуживания в две смены - I,25; три смены - I,55.

2. К телемеханизированным скважинам относятся также скважины, работающие на телемеханизированные групповые установки.

Таблица 2

Специфические и сезонные работы при эксплуатации скважин, характерные для отдельных нефтяных районов

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении 2.

Наименование работ	Нормативы численности на 100 работ	Номер норматива
I	2	3
А. Специфические работы		
Для скважин с интенсивным отложением парафина		
I. Участие оператора в пропаривании арматуры, выкидной линии и трапа от парафина (после проведения ПРС и КРС и перед покраской)	0,046	I

1' 3517

Продолжение табл. 2

I	2	3
2. Участие оператора в закачке конденсата, химреагента в скважину	0,043	2
3. Очистка нефтепроводов от парафина при помощи резиновых "торпед" (пуск "торпед" от скважины и прием на групповой установке)	0,018	3
4. Участие оператора в пропаривании НКТ и штанг при работающем ШГН	0,125	4
5. Участие оператора в промывке скважины горячей нефтью	0,073	5
Для скважин с интенсивным отложением песка		
6. Участие оператора в промывке выкидной линии от песка	0,026	6
7. Подготовка скважины для промывки от песчаной пробки	0,043	7
Для скважин с большим газовым фактором		
8. Продувка газовой линии на скважине	0,006	8
9. Снижение давления газа в затрубном пространстве	0,004	9
I0. Зажигание газового факела (на скважине, СУ, АГЗУ)	0,003	I0
II. Разрядка газового шлейфа и затрубного пространства при остановке газлифтной скважины	0,018	II
I2. Участие оператора в перезапуске газлифтной скважины	0,011	I2
I3. Ликвидация гидратных пробок в газопроводе газлифтной скважины	0,055	I3
Б. Сезонные работы		
I. Участие оператора в очистке территории от снега, планировке с помощью спецтехники	0,022	I4
2. Участие оператора в очистке подъездных путей к скважине, замерной установке с помощью спецтехники	0,082	I5
3. Очистка настила арматурной площадки от снега вручную	0,009	I6
4. Очистка от снега подходов к ГЗУ "Спутник" вручную	0,018	I7
5. Прополка травы на обваловке групповой установки - 4 раза в год	0,088	I8
6. Скашивание травы вокруг объекта (скважина, групповая установка - I раз в год)	0,073	I9

Продолжение табл. 2

I	2	3
7. Очистка устья скважин от песчаных заносов вручную	0,036	20
В. Общие работы		
I. Замена настила арматурной площадки (после проведения КРС и ПРС)	0,023	2I
2. Ремонт настила арматурной площадки	0,0I4	22
3. Установка указателей на месте пересечения нефтепровода с дорогами или на месте вывода пропарочного стояка на нефтепроводе	0,006	23
4. Участие оператора в подготовке и приемке работ при освоении скважины, всего	0,093	24
в т.ч. до освоения	0,04I	25
в период освоения	0,004	26
по окончании освоения	0,048	27
5. Участие оператора в пуске скважины и выводе ее на режим после смены ЭЦН, всего	0,077	28
6. Участие оператора в приеме скважины, оборудованной ШГН, из текущего ремонта	0,035	29

Таблица 3

Обслуживание установок для депарафинизации скважин, спуск и подъем скребка

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводится в приложениях 3, 4.

Глубина спуска скребка, м	Норматив численности									Номер норматива
	Спустить и поднять скребки при помощи ручной лебедки			Спустить и поднять скребки при помощи полуавтоматической установки			Спустить и поднять скребки при помощи автоматической установки			
	реже I раза в сутки	I раз в сутки	I раз в смену	реже I раза в сутки	I раз в сутки	I раз в смену	реже I раза в сутки	I раз в сутки	I раз в смену	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II
				А. Лифт остеклованный						
I00	0,0042	0,0049	0,0070	0,0050	0,0062	0,0088	0,0050	0,0062	0,0088	I
200	0,0049	0,0056	0,0076	0,0052	0,009I	0,009I	0,0052	0,0065	0,009I	2
300	0,0055	0,0063	0,0083	0,0055	0,0067	0,0093	0,0055	0,0067	0,0093	3
400	0,0062	0,0070	0,0090	0,0057	0,0069	0,0095	0,0057	0,0069	0,0095	4
500	0,0069	0,0076	0,0097	0,0059	0,0072	0,0098	0,0059	0,0072	0,0098	5
600	0,0075	0,0083	0,0I03	0,0062	0,0074	0,0I00	0,0062	0,0074	0,0I00	6
700	0,0082	0,0089	0,0II0	0,0064	0,0077	0,0I02	0,0064	0,0077	0,0I02	7
800	0,0089	0,0096	0,0II7	0,0066	0,0079	0,0I05	0,0066	0,0079	0,0I05	8
900	0,0096	0,0I03	0,0I23	0,0069	0,008I	0,0I07	0,0069	0,008I	0,0I07	9
I000	0,0I02	0,0II0	0,0I30	0,007I	0,0084	0,0I09	0,007I	0,0084	0,0I09	I0

Б. Лифт неостеклованный

I00	0,0220	0,0228	0,0248	0,0229	0,024I	0,0267	0,0050	0,0062	0,0088	II
200	0,0323	0,0330	0,0350	0,0264	0,0277	0,0303	0,0052	0,0065	0,009I	I2
300	0,0425	0,0432	0,0453	0,0300	0,03I2	0,0338	0,0055	0,0067	0,0093	I3
400	0,0527	0,0534	0,0555	0,0335	0,0348	0,0374	0,0057	0,0069	0,0095	I4
500	0,0629	0,0636	0,0657	0,0370	0,0383	0,0409	0,0059	0,0072	0,0098	I5
600	0,073I	0,0736	0,0759	0,0406	0,04I9	0,0444	0,0062	0,0074	0,0I00	I6
700	0,0834	0,084I	0,0862	0,0442	0,0444	0,0480	0,0064	0,0077	0,0I02	I7
800	0,0936	0,0943	0,0964	0,0477	0,0490	0,05I0	0,0066	0,0079	0,0I05	I8
900	0,I038	0,I046	0,I066	0,05I3	0,0526	0,055I	0,0069	0,008I	0,0I07	I9
I000	0,II40	0,II48	0,II68	0,0548	0,056I	0,0587	0,007I	0,0084	0,0I09	20
	а	б	в	г	д	е	ж	з	и	

Примечание. При изменении количества спуска-подъема скребка и глубины спуска нормативы пересчитываются.

Таблица 4

Обслуживание групповой установки для сбора и замера жидкости (ГЗНУ, ГЗУ типа "Спутник")

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении 5.

Групповые установки	Нормативы численности на установку	Номер норматива
I. ГЗНУ		
а) телемеханизированной	0,0577	I
б) нетелемеханизированной	0,0857	2
2. ГЗУ типа "Спутник"		
а) телемеханизированной	0,0354	3
б) нетелемеханизированной	0,0597	4

Примечание. При производственной необходимости обслуживания нетелемеханизированных групповых установок в две или три смены к нормативам численности применяются коэффициенты: для обслуживания в две смены - I,42, в три смены - I,85.

Таблица 5

Обслуживание индивидуальной установки для сбора и замера жидкости, обслуживание насоса откачки жидкости из мерника установки

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводится в приложениях 6, 7.

Выполняемая работа	Единица измерения	Нормативы численности	Номер норматива
I	2	3	4
Обслуживание индивидуальной установки для сбора и замера жидкости:			
телемеханизированной	I уст.	0,0044	I
нетелемеханизированной	I уст.	0,0084	2
Откачка жидкости:			
а) неавтоматизированным насосом в присутствии оператора один раз в сутки	I откачка	0,022	3
б) автоматизированным насосом с включением автомата откачки оператором один раз в сутки	I откачка	0,013	4

Примечания: I. При производственной необходимости обслуживания нетелемеханизированной установки в две или три смены к нормативам

численности применяются коэффициенты: для обслуживания в две смены – I,25, три смены – I,55.

2. Если количество откачек более или менее одного раза в сутки, нормативы соответственно изменяются.

3. Нормативы не распространяются на откачку жидкости, если на объекте предусмотрено автоматическое включение насоса откачки.

Таблица 6

Обслуживание дозаторных установок (емкостью 200 л)

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении 8.

Дозаторные установки	Нормативы численности на установку	Номер норматива
Телемеханизированные	0,0I4	I
Нетелемеханизированные	0,020	2

Таблица 7

Обслуживание центральных трапных установок

Центральные трапные установки	Нормативы численности на одну смену	Номер норматива
При количестве работающих технологических аппаратов (гидроциклонов, газосепараторов, трапов):		
до 9	I	I
I0-I8	2	2
I9-30	3	3
3I-35	4	4

Примечание. При подключении трапной установки к пульту управления один из операторов находится у пульта.

Таблица 8

Обслуживание нефтяного колодца

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении 9.

Нефтяные колодцы	Нормативы численности на колодец	Номер норматива
С ручным приводом	0,0004	I
С электроприводом	0,0006	2

Таблица 9

Обслуживание контрольных, пьезометрических и бездействующих скважин

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении IO.

Скважины	Нормативы численности на скважину	Номер норматива
Контрольные и пьезометрические	0,0018	I
Бездействующие	0,0014	2

Таблица IO

Обслуживание отдаленных и неуправляемых фонтанных скважин

Скважины	Нормативы численности на одну смену	Номер норматива
I	2	3
Отдаленная скважина (более 3 км при резкопересеченной местности, 4 км при пересеченной местности, 5 км при равнинной местности)	0,5	I
Отдаленная группа скважин (та же характеристика)	I	2
Неуправляемая фонтанная скважина, группа скважин (невозможна регулировка подачи жидкости, угроза прорыва жидкости в межколонное пространство)	1	3

Примечания: I. При обслуживании отдаленной скважины дополнительная численность рабочих по уходу за насосами по откачке нефти, для спуска-подъема скребка не устанавливается.

2. Если отдаленные скважины расположены рядом с пунктом сбора нефти или групповой установкой, обслуживание всех объектов производится одной группой рабочих.

Таблица II

Переходы (переезды) операторов по добыче нефти и газа

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении II.

Рельеф местности	Нормативы численности на 100 м среднего расстояния при обслуживании скважин				Номер норматива
	телемеханизированных		нетелемеханизированных		
	переходы	переезды	переходы	переезды	
Равнинная	0,0016	0,00022	0,0033	0,00044	I
Пересеченная	0,0024	0,00029	0,0049	0,00057	2
Резкопересеченная	0,0028	0,00034	0,0055	0,00068	3
	а	б	в	г	

Примечание. Нормативами численности предусматривается подход к обслуживаемым объектам: к нетелемеханизированным I раз в сутки, в телемеханизированным I раз в два дня, при производственной необходимости подхода к объектам более I раза в сутки норматив численности соответственно увеличивается.

Таблица I2

Обслуживание диспетчерского пункта (ДП)

Выполняемая работа	Единица измерения	Нормативы численности на одну смену	Номер норматива
Обслуживание диспетчерского пункта	I пульт	I	I

Таблица I3

Обслуживание телемеханизированных объектов дежурными операторами по добыче нефти, прикрепленными к диспетчерскому пункту (ДП)

Количество объектов подключенных к пультам ДП	Нормативы численности на одну смену	Номер норматива
До 100	I	I
Свыше 100	2	2

Примечания: I. Численность определяется при условии, если скважины, подключенные к диспетчерскому пункту, обслуживаются в I смену.

2. К телемеханизированным скважинам относятся также скважины, подключенные к телемеханизированным групповым установкам.

П. Сбор, подготовка и перекачка нефти

Таблица I4

Обслуживание резервуаров, насосов, емкостей, запорной арматуры, внутренних трубопроводов и др.оборудования центральных, головных, промежуточных парков

Количество обслуживаемых резервуаров	Объем перекачиваемой жидкости в сутки, тыс.т	Общая емкость парка, тыс. $м^3$	Нормативы численности		Номер норматива
			на одну смену	дополнительно в днев. смену	
I	2	3	4	5	6
До 3	Независимо от объема	Независимо от емкости	I	-	I
4-5	До I	То же	I	-	2
	I и более	До I2	I	-	3
		от I2 до 30	2	-	4
		30 и более	2	I	5
6-8	До I	Независимо от емкости	I	-	6
	I и более	До 6	I	-	7
		от 6 до 30	2	-	8
		30 и более	3	I	9
9-I5	До I0	Независимо от емкости	2	-	I0
	I0-20	До 25	2	-	II
		25 и более	2	I	I2
	20 и более	До 25	2	-	I3
		25 и более	3	I	I4
I6 и более	До I0	До 50	2	-	I5
		50 и более	2	I	I6
	I0-20	До 25	2	-	I7
		от 25 до 50	2	I	I8
		50 и более	3	I	I9
	20 и более	до 25	2	I	20
		25 и более	3	I	2I
			а	б	

Примечание. Если по условиям техники безопасности (при наличии специальных указаний) замеры должны производиться в присутствии второго лица, дополнительно предусматривается I чел. в смену для парков, обслуживаемых I чел.

Таблица I5

Отбор проб нефти из резервуаров

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводится в приложении I2.

Выполняемая работа	Нормативы численности на 100 отборов проб	Номер норматива
Отбор проб нефти с резервуаров (один отбор включает отбор с трех уровней)	0,059	I

Примечание. Если отбор проб с резервуаров производится операторами по перекачке, нормативная численность по данной таблице не определяется.

Таблица I6

Обслуживание оборудования насосных станций по перекачке нефти, подтоварных и канализационных вод, водоснабжения, дожимных насосных станций

Насосные станции	Нормативы численности на одну смену	Номер норматива
Нетелемеханизированные с количеством работающих насосов		
до 9	I	I
I0 и более	2	2
Телемеханизированные	I (в дневную смену)	3

Примечания: I. Нормативы установлены для насосной станции, которая по условиям работы не может обслуживаться рабочими других, рядом расположенных объектов или расположена от основных объектов резервуарного парка на расстоянии более I км.

2. Если две насосные с количеством работающих насосов I-2 расположены на расстоянии не более I км одна от другой, численность предусматривается только на одну насосную станцию.

Таблица 17

Обслуживание оборудования установок для подготовки нефти

Типы установок для подготовки нефти	Обслуживаемое оборудование	Нормативы численности на одну смену	Номер норматива
1	2	3	4
УКПН – установки комплексной подготовки нефти – обезвоживание, обессоливание и стабилизация нефти	Теплообменники, дегидраторы, отстойники, стабилизационные колонны, холодильники, сепараторы, емкости и др.		
	I блок	3	I
	2 блока	5	2
	3 блока	7	3
	Печи технологические	I	4
	Насосы, компрессоры	I	5
ЭЛОУ, работающая на токе промышленной частоты – обезвоживание и обессоливание нефти	Электродегидраторы, отстойники, подогреватели насосы и др.		
	I блок	2	6
	2 блока	4	7
Установка подготовки нефти (производство ГДР) производительностью 3,5 млн т в год, Установка подготовки нефти производительностью 6–8,0 млн т в год со ступенями сепарации	I ступень сепарации: расширитель, сепаратор газовый, отстойник, блок реагентного хозяйства, емкость воды, емкость горячей воды, емкость пенообразователя	I	8
	II ступень сепарации: нагреватели, сепаратор промежуточный, электродегидратор, буферная емкость, печи нагрева	I	9
	насосы, компрессоры	I	I0
	очистные сооружения, РВС, насосы, емкости периодической откачки нефти	I	II
УДО-2М, ТХУ, УОН, УПН, прочие установки для подготовки нефти термохимическим способом по закрытой системе под давлением–обезвоживание нефти	Теплообменники, дегидраторы, подогреватели, отстойники и др. при фактической производительности установки в год:		
	до I млн т	I	I2
	до I млн т (сернистая нефть)	2	I3

Продолжение табл. I7

I	2	3	4
	I млн.т и более	2	I4
	Трубчатые или радиантные печи установок УДО-2М, ТХУ, УОН, УПНП (при производственной необходимости обслуживания)	I	I5
Установка подготовки нефти производительностью 8,0 млн т и более	I. Предварительный отстой: отстойники, технологические трубопроводы	I	I6
	2. Технологический отстой: отстойники, блок реагентного хозяйства, буферные емкости, насосная некондиционной нефти, емкости горячей ступени сепарации	I	I7
	3. Подогрев: печи технологические	I	I8

Примечание. При наличии на установках подготовки нефти производительностью 8,0 млн т и более компрессорной станции численность на обслуживание компрессорной станции определяется по нормативам, приведенным в табл.33.

Таблица I8

Обслуживание оборудования ловушечного хозяйства

Обслуживаемое оборудование	Нормативы численности на одну смену на объект	Номер норматива
Ловушки двухсекционные, четырехсекционные, восьмисекционные системы "Гипровостокнефть" с прудами-накопителями	I	I
Пруды-накопители	I (в дневную смену)	2

Таблица 19

Обслуживание оборудования установки по очистке нефтяных сточных вод для использования в системе заводнения

Обслуживаемое оборудование	Нормативы численности на одну смену на объект	Номер норматива
Нефтеловушки, фильтры, резервуары-отстойники, буллиты, илонакопители и др.	I	I
Насосы	I	2

Таблица 20

Очистка технологических резервуаров и отстойников

Объем резервуаров, $м^3$	Нормативы численности на одну очистку	Номер норматива
100-400	0,060	I
700	0,080	2
1000	0,084	3
2000	0,096	4
3000	0,101	5
4600	0,110	6
5000-8000	0,128	7
10000	0,138	8
20000	0,188	9

III. Поддержание пластового давления

Таблица 21

Обслуживание оборудования насосной станции по закачке рабочего агента (воды) в пласт и насосной водоснабжения

Насосные станции	Нормативы численности на одну смену	Номер норматива
Нетелемеханизированные с количеством работающих насосов:		
до 9	I	I
10 и более	2	2
Телемеханизированные	I (в дневную смену)	3

Примечания: I. Если две насосные станции с 1-2 работающими насосами расположены на расстоянии до 1 км одна от другой, численность предусматривается только на одну насосную.

2. Если насосная станция с I-2 работающими насосами закачивает рабочий агент в нагнетательные скважины, расположенные на расстоянии до I км, нормативами предусматривается и обслуживание нагнетательных скважин.

Таблица 22

Обслуживание блочной кустовой насосной станции (БКНС) по закачке воды в пласт

Обслуживаемое оборудование	Нормативы численности на одну смену	Номер норматива
Блок нетелемеханизированной кустовой насосной станции с числом работающих насосов:		
I - 2	0,5	I
3 и более	I,0	2
Блок телемеханизированной кустовой насосной станции с числом работающих насосов:		
I - 2	0,5 (в дневную смену)	3
3 и более	I,0 (в дневную смену)	4

Таблица 23

Обслуживание установки по поддержанию пластового давления типа УЭЦП

Установки	Норматив численности на установку	Номер норматива
Нетелемеханизированная	0,50	I
Телемеханизированная	0,25	2

Таблица 24

Обслуживание диспетчерского пункта (ДП) и телемеханизированных насосных станций

Выполняемая работа	Единица измерения	Нормативы численности на одну смену	Номер норматива
Обслуживание диспетчерского пункта (ДП)	I пульт	I	I
Обслуживание телемеханизированных насосных станций, подключенных к диспетчерскому пункту, дежурными машинистами	I ДП	I (во вторую и третью смену)	2

Таблица 25

Обслуживание оборудования водоочистной станции и лаборатории по контролю качества воды

Производительность водоочистной станции, тыс.м³/сутки	Нормативы численности на одну смену на обслуживание		Номер норматива
	водоочистной станции	лаборатории	
До 5	I	I (в дневную смену)	I
От 5 до I5	I	I	2
От I5 до 50	2	I	3
Свыше 50	3	I	4
	а	б	

Таблица 26

Обслуживание нагнетательных скважин

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении I3.

Выполняемая работа	Норматив численности на скважину	Номер норматива
Обслуживание нагнетательной скважины действующего фонда	0,0I0	I

Примечания: I. Нормативы численности предусмотрены для нагнетательных скважин, не обслуживаемых машинистами насосных станций по закачке воды в пласт (КНС, БКНС).

2. Нормативная численность на переходы (переезды) рассчитывается по табл.II.

Таблица 27

Обслуживание скважин водозабора

Выполняемая работа	Нормативы численности на одну смену при расстоянии между скважинами водозабора в одной группе, м		Номер норматива
	до 500	500 и более	
Обслуживание скважин водозабора при их количестве в одной группе:			
до 16	I	I	I
17 и более	I	2	2
	а	б	

Примечание. Нормативы установлены для скважин водозабора, которые по условиям организации производства не могут обслуживаться рабочими рядом расположенных насосных станций.

Таблица 28

Обслуживание водораспределительных, газо-,воздухораспределительных будок (ВРБ, ГРБ)

Обслуживаемые объекты, группы объектов	Нормативы численности на одну смену	Номер норматива
I. Водораспределительные будки, предназначенные для распределения воды по отдельным нагнетательным скважинам при законтурном или площадном заводнении – до 5 ВРБ	I	I
2. Газо-и воздухораспределительные будки, предназначенные для распределения сжатого газа, воздуха по отдельным скважинам при компрессорной, газлифтной эксплуатации скважин и при вторичных методах эксплуатации – до 5 ГРБ	I	2

Примечание. Нормативы установлены для водо-,газо-,воздухораспределительных будок, которые по условиям организаций производства не могут обслуживаться рабочими других, рядом расположенных объектов.

IУ. Замер дебита, отбор проб и исследование скважин

Таблица 29

Замер дебита скважин, отбор проб жидкости и газа, переходы, переезды при замере дебита и отборе проб

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении I4.

Выполняемая работа	Нормативы численности на 100 замеров, отборов проб	Номер норматива
I	2	3
А. Замер дебита скважин		
I. Замер дебита при помощи мерника на индивидуальной установке	0,008	I
II. Замер дебита скважин на групповой установке		
I. При помощи мерника	0,0I6	2
2. При помощи мерника через гребенку	0,020	3
3. При помощи мерника через гребенку с переводом замеряемой скважины с дополнительной гребенки на замерную	0,023	4
4. Через трап на мерник	0,023	5
5. Через трап на мерник с переводом замеряемой скважины на промежуточную гребенку	0,020	6
6. Через трап на мерник с остановкой скважины, работающей в один коллектор с замеряемой	0,II9	7
7. Через трап на мерник с остановкой одной скважины, работающей в один коллектор с замеряемой, и переводом на замер с дополнительной гребенки на замерную	0,I60	8
8. Через трап на мерник с переводом скважины на замер с дополнительной гребенки без остановки скважины	0,II2	9
9. Через гребенку на трап	0,024	I0
I0. Через гребенку, трапы I и II ступеней сепарации, прибор ДП-430 на замерные емкости	0,080	II
III. Замер дебита на автоматической групповой замерной установке типа "Спутник" (АГЗУ), а) телемеханизированной	0,0I2	I2

Продолжение табл. 29

I	2	3
б) нетелемеханизированной	0,0I7	I3
Б. Отбор проб жидкости и газа со скважины		
I. Отбор проб жидкости	0,003	I4
2. Отбор проб газа	0,006	I5
В. Переходы, переезды при замере дебита и отборе проб	Коэффициент I,3 к нормативам численности на замер дебита, отбор проб	

Таблица 30

Исследование нефтяных, нагнетательных, контрольных и пьезометрических скважин и переходы (переезды) при исследовании скважин

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении I5.

Выполняемые работы	Нормативы численности на I00 исследований при глубине спуска прибора, м						Номер норматива
	500	I000	2000	3000	4000	5000	
I	2	3	4	5	6	7	8
I. Глубиннонасосная эксплуатация скважин (СКН)							
I. Замер забоя или уровня жидкости в скважине через межтрубное пространство	0,047	0,065	0,I02	0,I39	0,I75	0,2I2	I
2. Отбивка динамического уровня жидкости в скважине волномером	0,05I	0,05I	0,05I	0,05I	0,05I	0,05I	2
3. Отбивка статического уровня жидкости в скважине волномером	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	3
4. Отбивка динамического и статического уровней с помощью орифайса	0,0I4	0,0I4	0,0I4	0,0I4	0,0I4	0,0I4	4
5. Снятие кривых восстановления (три раза)	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	5
6. Замер пластового давления через межтрубное пространство							
А. Установка АзИНМАШ-8, АзИНМАШ-II	0,070	0,096	0,I48	0,I99	0,25I	0,303	6
	а	б	в	г	д	е	

Продолжение табл. 30

I	2	3	4	5	6	7	8
Б. Установка АПЭЛ, АИСТ, АЭКС	0,079	0,I07	0,I63	0,2I9	0,275	0,33I	7
7. Замер забойного давления через межтрубное пространство							
А. Установка АЗИНМАШ-8, АзИНМАШ-II	0,089	0,II5	0,I67	0,2I9	0,270	0,322	8
Б. Установка АПЭЛ, АИСТ, АЭКС	0,099	0,I27	0,I82	0,238	0,294	0,350	9
8. Поинтервальный замер пластового давления через межтрубное пространство							
А. Установка АЗИНМАШ-8, АзИНМАШ-II	0,I40	0,I66	0,2I8	0,269	0,32I	0,373	I0
Б. Установка АПЭЛ, АИСТ, АЭКС	0,I49	0,I77	0,233	0,289	0,345	0,40I	II
9. Замер избыточного давления в затрубном пространстве скважин при статическом и динамическом режимах контрольным манометром	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	I2
I0. Снятие кривых восстановления пластового давления							
I0.I. Установка АзИНМАШ-8, АзИНМАШ-II							
а) на высокопродуктивных скважинах (более 0,5 т/сут.ат)	0,304	0,330	0,38I	0,433	0,485	0,536	I3
б) на среднепродуктивных скважинах (0,2-0,5 т/сут.ат)	0,I4I	0,I66	0,2I8	0,270	0,32I	0,373	I4
в) на низкопродуктивных скважинах (менее 0,2 т/сут.ат)	0,I68	0,I94	0,246	0,297	0,349	0,40I	I5
I0.2. Установка АПЭЛ, АИСТ, АЭКС							
а) на высокопродуктивных скважинах (более 0,5 т/сут.ат)	0,3I3	0,34I	0,397	0,453	0,509	0,565	I6
б) на среднепродуктивных скважинах (0,2-0,5 т/сут.ат)	0,I54	0,I89	0,245	0,30I	0,357	0,4I3	I7
	а	б	в	г	д	е	

Продолжение табл. 30

I	2	3	4	5	6	7	8
в)на низкопродуктивных скважинах (менее 0,2 т/сут.ат)	0,I94	0,222	0,278	0,334	0,390	0,446	I8
II. Снятие кривой восстановления уровня (КВУ)	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	I9
I2. Снятие индикаторных кривых (на 2 режима откачки)	0,I74	0,I74	0,I74	0,I74	0,I74	0,I74	20
I3. Исследование на периодическую эксплуатацию	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	2I
I4. Отбивка песчаных пробок	0,033	0,045	0,068	0,092	0,II5	0,I39	22
I5. Замер дебита жидкости с помощью штуцеров	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	23
I6. Замер дебита газа	0,0I3	0,0I3	0,0I3	0,0I3	0,0I3	0,0I3	24
I7. Исследование работы глубинных насосов при помощи динамографа	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	25
I8. Отбор глубинных проб нефти	0,089	0,II5	0,I66	0,2I8	0,269	0,32I	26
I9. Шаблонирование скважин, отбивка забоя	0,05I	0,077	0,I29	0,I80	0,232	0,283	27
II. Фонтанная эксплуатация скважин							
I. Замер забоя или уровня жидкости скважин	0,043	0,056	0,08I	0,I06	0,I3I	0,I56	28
2. Замер водораздела в скважине желонкой	0,043	0,056	0,08I	0,I06	0,I3I	0,I56	29
3. Замер пластового давления и температуры в скважине	0,056	0,067	0,089	0,III	0,I33	0,I55	30
4. Замер забойного давления и температуры в скважине	0,075	0,086	0,I08	0,I30	0,I52	0,I74	3I
5. Замер поинтервальных давлений в обводненных скважинах	0,243	0,254	0,276	0,298	0,320	0,342	32
6. Снятие кривых восстановления пластового давления							
а) на высокопродуктивных скважинах (более 0,5 т/сут.ат)	0,293	0,30I	0,326	0,348	0,370	0,392	33
	а	б	в	г	д	е	

Продолжение табл. 30

I	2	3	4	5	6	7	8
б) на среднепродуктивных скважинах (0,2–0,5 т/сут.ат)	0,I28	0,I39	0,I60	0,I82	0,204	0,225	34
в) на низкопродуктивных скважинах (менее 0,2 т/сут.ат)	0,I57	0,I68	0,I90	0,2I2	0,233	0,255	35
7. Контрольный замер устьевых давлений манометром	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	36
8. Замер температуры электротермометром	0,498	0,5I3	0,542	0,57I	0,599	0,628	37
9. Замер устьевых температур	0,0I3	0,0I3	0,0I3	0,0I3	0,0I3	0,0I3	38
I0. Замер межколонных пропусков (определение негерметичности)	0,250	0,264	0,293	0,322	0,35I	0,380	39
II. Замер дебита скважин глубинным дебитомером или снятие профиля отдачи пласта	0,498	0,5I3	0,542	0,57I	0,599	0,628	40
I2. Замер дистанционным влагомером	0,498	0,5I3	0,542	0,57I	0,598	0,628	4I
I3. Снятие индикаторных диаграмм (на 3 режимах откачки)	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	42
I4. Отбор глубинных проб жидкости пробоотборником	0,068	0,076	0,09I	0,I08	0,I23	0,I39	43
I5. Замер дебита газа	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	44
I6. Замер дебита нефти	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	45
I7. Шаблонирование насосно-компрессорных труб	0,027	0,037	0,055	0,073	0,083	0,I0I	46
I8. Смена штуцеров	0,0I4	0,0I4	0,0I4	0,0I4	0,0I4	0,0I4	47
I9. Исследование скважин (КВУ)	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	48
Ш. Эксплуатация скважин, оборудованных ЭЦН							
I. Замер забоя или уровня жидкости и водораздела в скважине	0,043	0,056	0,08I	0,I06	0,I3I	0,I56	49
2. Отбивка уровня в скважине желонкой	0,043	0,056	0,08I	0,I06	0,I3I	0,I56	50

а	б	в	г	д	е

Продолжение табл. 30

I	2	3	4	5	6	7	8
3. Отбивка статического уровня волномером	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	5I
4. Отбивка динамического уровня волномером	0,05I	0,05I	0,05I	0,05I	0,05I	0,05I	52
5. Замер динамического и статического уровня орифайсом	0,0I4	0,0I4	0,0I4	0,0I4	0,0I4	0,0I4	53
6. Отбивка динамического уровня с помощью РКМ-4Ф	0,358	0,373	0,402	0,43I	0,459	0,488	54
7. Снятие кривых восстановления уровня (КВУ)	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	55
8. Термометрирование с помощью приборов							
а) регистрационных	0,I3I	0,I42	0,I66	0,I90	0,2I3	0,237	56
б) дистанционных	0,4II	0,425	0,454	0,483	0,5I2	0,54I	57
9. Замер пластового давления	0,056	0,067	0,089	0,III	0,I33	0,I55	58
I0. Замер забойного давления	0,075	0,086	0,I08	0,I30	0,I52	0,I74	59
II. Замер избыточного давления в затрубном пространстве скважин при статическом и динамическом режимах контрольным манометром	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	60
I2. Снятие кривой восстановления пластового давления							
а) на высокопродуктивных скважинах (более 0,5 т/сут.ат)	0,293	0,304	0,326	0,348	0,370	0,392	6I
б) на среднепродуктивных скважинах (0,2-0,5 т/сут.ат)	0,I28	0,I39	0,I6I	0,I83	0,205	0,227	62
в) на низкопродуктивных скважинах (менее 0,2 т/сут.ат)	0,I57	0,I68	0,I90	0,2I2	0,233	0,255	63
I3. Снятие профилей отдачи пласта с помощью дистанционных приборов	0,498	0,5I3	0,542	0,57I	0,599	0,628	64
	а	б	в	г	д	е	

Продолжение табл. 30

I	2	3	4	5	6	7	8
I4. Снятие индикаторных кривых							
а) при отбивке Нст	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	65
б) при замере Рпл (на 3 режима откачки)	0,3I2	0,3I2	0,3I2	0,3I2	0,3I2	0,3I2	66
I5. Снятие кривых удельных весов (I0 точек)	0,227	0,239	0,262	0,286	0,3I0	0,333	67
I6. Замер дебита скважин	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	68
I7. Замер газового фактора	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	69
I8. Отбор глубинных проб нефти и воды пробоотборником ПД-3	0,068	0,076	0,092	0,I08	0,I23	0,I39	70
I9. Шаблонирование НКТ желонкой или специальным шаблоном	0,027	0,037	0,055	0,073	0,083	0,I0I	7I
20. Отбивка подвески	0,047	0,059	0,083	0,I06	0,I30	0,I54	72
IУ. Нагнетательные скважины							
I. Отбивка уровня в скважине	0,034	0,037	0,043	0,049	0,055	0,062	73
2. Замер пластового давления в скважине глубинным манометром	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	74
3. Замер забойного давления	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	75
4. Замер давления и температуры скважины глубинным манометром	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	76
5. Замер пластового давления и приемистости скважины дистанционными приборами	0,498	0,5I3	0,542	0,57I	0,599	0,628	77
6. Замер пластового давления по кривым неполного восстановления буферного давления	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	78
7. Замер устьевого рабочего давления (буферного)	0,0I4	0,0I4	0,0I4	0,0I4	0,0I4	0,0I4	79
	а	б	в	г	д	е	

Продолжение табл. 30

I	2	3	4	5	6	7	8
8. Снятие кривой восстановления пластового давления							
а) на высокопродуктивных скважинах (более 0.5 т/сут.ат)	0.293	0.304	0.326	0.348	0.370	0,392	80
б) на среднепродуктивных скважинах (0,2-0,5 т/сут. ат)	0,I28	0,I39	0,I6I	0,I83	0,205	0,227	81
в) на низкопродуктивных скважинах (менее 0,2 т/сут. ат)	0,I57	0,I68	0,I90	0,2I2	0,234	0,260	82
9. Снятие кривых падения буферного давления	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	83
I0. Отбивка динамических и статических уровней (для карт изобар) желонкой	0,034	0,037	0,043	0,049	0,055	0,062	84
II. Снятие индикаторных диаграмм	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	85
I2. Замер забоя скважин	0,043	0,056	0,08I	0,I06	0,I3I	0,I56	86
I3. Термометрирование (АПЭЛ)	0,498	0,5I3	0,542	0,57I	0,599	0,628	87
I4. Замер приемистости пласта дистанционным расходомером	0,498	0,5I3	0,542	0,57I	0,599	0,628	88
I5. Замер приемистости нагнетательных скважин от КНС							
а) при замере приемистости одной скважины	0,044	0,044	0,044	0,044	00,044	0,044	89
б) при замере приемистости двух скважин	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	90
в) при замере приемистости трех скважин	0,I05	0,I05	0,I05	0,I05,	0,I05	0,I05	9I
I6. Снятие профилей отдачи пласта дистанционными приборами	0,I48	0,I65	0,I98	0,232	0,266	0,299	92

а	б	в	г	д	е

Продолжение табл. 30

I	2	3	4	5	6	7	8
I7. Отбор поверхностных проб воды из манифольдной линии	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	93
I8. Шаблонирование скважин, отбивка забоев	0,027	0,037	0,055	0,073	0,083	0,I0I	94
I9. Определение герметичности колонны	0,250	0,264	0,293	0,322	0,35I	0,380	95
20. Замер пластового и забойного давления	0,286	0,298	0,32I	0,345	0,368	0,392	96
У. Контрольные и пьезометрические скважины							
I. Замер забоя, уровня жидкости, водораздела в скважине	0,043	0,056	0,08I	0,I06	0,I3I	0,I56	97
2. Замер пластового давления и температуры глубинным манометром	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	98
3. Замер пластового давления по кривым неполного восстановления буферного давления	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	99
4. Замеры уровней и пластовых давлений	0,I05	0,II7	0,I40	0,I64	0,I88	0,2II	I00
5. Замер буферного давления	0,0I4	0,0I4	0,0I4	0,0I4	0,0I4	0,0I4	I0I
6. Замер поинтервальных давлений	0,244	0,256	0,280	0,303	0,327	0,35I	I02
7. Снятие кривых восстановления пластового давления							
а) на высокопродуктивных скважинах (более 0,5 т/сут.ат)	0,293	0,304	0,326	0,348	0,370	0,392	I03
б) на среднепродуктивных скважинах (0,2-0,5 т/сут. ат)	0,I28	0,I39	0,I6I	0,I83	0,205	0,227	I04
в) на низкопродуктивных скважинах (менее 0,2 т/сут. ат)	0,I57	0,I68	0,I90	0,2I2	0,233	0,260	I05
8. Определение герметичности колонны	0,247	0,260	0,283	0,306	0,330	0,354	I06
	а	б	в	г	д	е	

Примечания: I. На переходы, переезды, осуществляемые при исследовании скважин, к нормативам численности применяется коэффициент I,20.

2. При обработке материалов по исследованию скважин к нормативам численности применяется коэффициент - I,I0.

3. При спуске приборов на другие глубины нормативы численности интерполируются между соседними величинами.

У. Обслуживание оборудования и объектов по сбору и утилизации газа

Таблица 3I

Обслуживание оборудования и объектов по сбору попутного газа

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении I6.

Обслуживаемые объекты	Единица измерения	Нормативы численности на ед. измерения	Номер норматива
I. Газосборный коллектор (дрипы, колодцы) при переходе по:			
резкопересеченной местности	I км	0,065	I
пересеченной местности	I км	0,057	2
равнинной местности	I км	0,050	3
2. Групповая установка, дожимная насосная станция, ступени сепарации на товарном парке	I объект	0,0I6	4

Таблица 32

Обслуживание оборудования пункта сбора и сепарации газа и вымораживающей установки

Обслуживаемые объекты	Нормативы численности на одну смену	Номер норматива
I. Пункт сбора и сепарации газа	I	I
2. Узел подготовки, осушки и сепарации газа (УПГ)	2	2
3. Вымораживающая установка	I	3

Примечание. Если по условиям техники безопасности (при наличии специальных указаний) обслуживание оборудования пункта сбора и сепарации газа должно производиться в присутствии второго лица, дополнительно предусматривается I чел. в смену.

Таблица 33

Обслуживание оборудования компрессорной станции

Количество работающих компрессоров	Нормативы численности на одну смену на компрессорную станцию				Номер норматива
	с одним машинным залом		с двумя машинными залами: на каждый зал		
	на одну смену	дополнительно в дневную смену	на одну смену	дополнительно в дневную смену	
Газомоторные компрессоры					
I-2	2	-	I	-	I
3-5	2	-	2	-	2
6-9	2	I	2	I	3
IO и более	3	I	3	I	4
Электроприводные компрессоры					
I-4	2	-	I	-	5
5-8	2	-	2	-	6
9-I5	2	I	2	I	7
I6 и более	3	I	3	I	8
	а	б	в	г	

Примечания: I. Для компрессорных станций, где в одном машинном зале установлены газомоторные и электроприводные компрессоры, при определении численного состава на одну смену условно принимается I газомоторный компрессор за I,6 электроприводного компрессора.

2. При наличии на компрессорной станции отдельного насосного зала с количеством работающих насосов 5 и более численность на обслуживание насосного зала определяется по нормативам, приведенным в табл.I6.

Таблица 34

Обслуживание регенерационных установок

Количество регенерационных установок типа НИМЭ-2 и аналогичных им	Виды выполняемых работ	Нормативы численности на одну смену	Номер норматива
До 5 находящихся в одном помещении	Регенерация отработанного масла; регенерация и тонкая очистка отработанного масла	I	I

УI. Ремонт эксплуатационного оборудования

Таблица 35

Ремонт наземного оборудования скважин, установок для депарафинизации скважин и установок для сбора, замера жидкости

Основные показатели системы планового ремонта и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложениях I7, I8, I9.

Наименование оборудования	Единица измерения	Нормативы численности на ед. измерения			Номер норматива
		всего	в т.ч. по видам ремонтов		
			текущий	капитальный	
I	2	3	4	5	6
I. Скважина эксплуатационного фонда, оборудованная:					
СКН 2-6I5	I скв. эксп. фонда	0,038	0,035	0,003	I
СКН 3-I5I5		0,045	0,040	0,005	2
СКЗ-I,2-630		0,048	0,042	0,006	3
СКН 5-30I5	-"-	0,050	0,044	0,006	4
СК 6-2,I-2500	-"-	0,059	0,05I	0,008	5
СКН I0-33I5	-"-	0,05I	0,043	0,008	6
СКН I0-30I2	-"-	0,055	0,046	0,009	7
7СК 8-3,5-4000	-"-	0,075	0,062	0,0I3	8
7СК I2-2,5-4000	-"-	0,080	0,067	0,0I3	9
2. Фонтанная арматура на нефть (газ) скважины эксплуатационного фонда	I ремонт	0,004	-	-	I0
3. Нагнетательная скважина эксплуатационного фонда	I ремонт	0,005	-	-	II
		а	б	в	

Продолжение табл. 35

I		2	3	4	5
4. Установка для депарафинизации скважин АДУ-I, АДУ-2, АДУ-3	I установка	0,003	0,001	0,002	I2
5. Групповая установка для сбора, замера жидкости	-"-	0,012	-	-	I3
6. Индивидуальная установка для сбора, замера жидкости	-"-	0,010	-	-	I4
		а	б	в	

Примечание. В нормативах предусмотрено: 70% на выполнение слесарно-сборочных работ, 28% - станочных, 2% - электросварочных и прочих работ.

Таблица 36

Ремонт глубинных насосов

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении 20.

Марка насосов	Нормативы численности на 10 ремонтов		Номер норматива
	текущий	капитальный	
I. НСВI (НГВI), НСВ2 (НГВ2)	0,009	0,024	I
2. НСНI (НГНI), НСН2 (НГН2)	0,008	0,026	2
3. НСВ - IБ	0,008	0,022	3
4. НСН - 2Б	0,004	0,017	4
	а	б	

Примечание. В нормативах предусмотрено 70% на выполнение слесарно-сборочных работ и 30% на станочные и прочие работы.

Таблица 37

Ремонт насосов

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 21.

Тип, марка насосов	Нормативы численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе			Номер норматива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов		
		текущий	капитальный	
I	2	3	4	5
Рабочая среда – сырая нефть				
I. Насосы центробежные АЯП-150 АЯП-300	0,030	0,018	0,012	I
Консольные типа К	0,010	0,007	0,003	2
КСМ	0,038	0,011	0,027	3
ЦН-1000х180(10 НМКх2)	0,028	0,017	0,011	4
ЦНС-38х44...220(3МС-10), ЦНС-60х66...330(4МС-10)	0,010	0,006	0,004	5
ЦНС-38х25...250(5МС-7), ЦНС-105х96... 490(5МС-10)	0,012	0,007	0,005	6
ЦНС-180х85...425(6МС-7)	0,035	0,021	0,014	7
ЦНС-180х476...680(6МС-10)	0,051	0,031	0,020	8
ЦНС-300х120...600(8МС-7), ЦНС-300х600...1200(8МС-10)	0,030	0,018	0,012	9
2. Насосы поршневые				
II ГР	0,103	0,079	0,024	I0
9МГР, НГР, 250/50	0,066	0,045	0,021	II
типа РПН	0,017	0,010	0,007	I2
Рабочая среда – сырая сернистая нефть				
I. Насосы центробежные				
Д320х50 (6НДВ)	0,015	0,007	0,008	I3
200Д60, 300 Д90, 350Д90	0,016	0,009	0,007	I4
Консольные типа К	0,015	0,007	0,008	I5
КСМ	0,053	0,025	0,028	I6
6Н – 10х4	0,042	0,029	0,013	I7
8НД-6х1	0,066	0,040	0,026	I8
8НД-9х2	0,073	0,044	0,029	I9
	а	б	в	

Продолжение табл. 37

I	2	3	4	5
8НД-9х3, 10НД-6х1	0,067	0,040	0,027	20
8НГД-6х1, 10НГД-6х1	0,070	0,042	0,028	21
8НГД-9х3	0,068	0,041	0,027	22
НК-560/335-70, НК-560/335-120	0,015	0,007	0,008	23
ЦН-400х105	0,043	0,026	0,017	24
ЦН-400х210(3В200х4)	0,058	0,027	0,031	25
ЦН-1000х180(10 НМКх2)	0,075	0,045	0,030	26
ЦНС-38х44...220(3МС-10), ЦНС-60х66...330(4МС-10)	0,020	0,009	0,011	27
ЦНС-38х25...250(5МС-7), ЦНС-105х98...490(5МС-10)	0,024	0,011	0,013	28
ЦНС-180х85...425(6МС-7)	0,069	0,033	0,036	29
ЦНС-180х476...680(6МС-10)	0,099	0,047	0,052	30
ЦНС-300х120...600(8МС-7), ЦНС-300х600...1200(8МС-10)	0,057	0,027	0,030	31
Насосы поршневые				
9МГР, 9МГР-61	0,120	0,085	0,035	32
НГР 250/50	0,088	0,053	0,035	33
Рабочая среда - товарная нефть				
Насосы центробежные				
АЯП-150, АЯП-300	0,065	0,039	0,026	34
Д 630х90(8НДВ)	0,054	0,032	0,022	35
8НГД-9х3	0,058	0,035	0,023	36
10НГД-6х1	0,060	0,036	0,024	37
8 НД-9х3, 8 НД-10х5	0,058	0,035	0,023	38
НК-200/120-70	0,017	0,010	0,007	39
5 НК-5х1, 6НК-9х1	0,017	0,010	0,007	40
типа НФ	0,020	0,012	0,008	41
ЦНС-38х44...220(3МС-10), ЦНС-60х66...330(4МС-10)	0,022	0,013	0,009	42
ЦНС-38х25...250(6МС-7), ЦНС-105х98...490(5МС-10)	0,027	0,016	0,011	43
ЦНС-180х85...425(6МС-7)	0,078	0,047	0,031	44
ЦНС-180х476...680(6МС-10)	0,112	0,067	0,045	45
	а	б	в	

Продолжение табл. 37

I	2	3	4	5
ЦНС-300х120...600(8МС-7), ЦНС-360х600...1200(8МС-10)	0,066	0,040	0,026	46
Рабочая среда - товарная сернистая нефть				
Насосы центробежные				
АЯП-150, АЯП-300	0,062	0,037	0,025	47
Д630х90 (8НДВ)	0,064	0,043	0,021	48
8НГД-6х1, 10НГД-6х1	0,058	0,035	0,023	49
8НГД-9х3	0,057	0,034	0,023	50
8НД-9х3, 10НД-10х2	0,069	0,047	0,022	51
НК 200/120-70	0,017	0,010	0,007	52
ЦН-400х105	0,044	0,030	0,014	53
ЦНС-38х44...220(3МС-10), ЦНС-60х66...330(4МС-10)	0,022	0,013	0,009	54
ЦНС-38х25...250(5МС-7), ЦНС-105х98...490(5МС-10)	0,027	0,016	0,011	55
ЦНС-180х85...425(6МС-7)	0,076	0,046	0,030	56
ЦНС-180х476...680(6МС-10)	0,108	0,065	0,043	57
ЦНС300х120...600(8МС-7), ЦНС-300х600...1200(8МС-10)	0,062	0,037	0,025	58
Рабочая среда - бензин				
Насосы центробежные				
4Н-5х4	0,025	0,015	0,010	59
4Н-5х8С	0,085	0,051	0,034	60
4НГ-5х4	0,039	0,023	0,016	61
5НГ-5х2	0,021	0,013	0,008	62
6НГ-7х2	0,050	0,030	0,020	63
4НГК-5х1, 6НГК-9х1, 6НГК-6х1	0,047	0,028	0,019	64
6НГД-6х1М, 8НГД-6х1М, 6НД-10х4, 8НД-6х1	0,075	0,045	0,030	65
8НД-9х3, 8НГД-9х2	0,050	0,030	0,020	66
НК-200 (120-70)	0,015	0,009	0,006	67
Насосы поршневые				
9МГР	0,100	0,071	0,029	68
	а	б	в	

Продолжение табл. 37

I	2	3	4	5
Рабочая среда – поверхностно-активные вещества (ингибиторы, реагенты)				
Насосы центробежные:				
Вихревые типа ВК и ВКС	0,0I6	0,008	0,008	69
Консольные типа К	0,029	0,0I4	0,0I5	70
Насосы поршневые дозировочные:				
типа НД и НДУ	0,065	0,03I	0,034	7I
типа РПН	0,023	0,0II	0,0I2	72
Рабочая среда – сточная (соленая, морская) вода				
Насосы центробежные:				
АЯП-I50, АЯП-300	0,07I	0,034	0,037	73
Д630х90 (8НДВ)	0,054	0,026	0,028	74
Д250х60 (I2НДС)	0,059	0,028	0,03I	75
200Д-60, 300Д-90	0,0I5	0,007	0,008	76
Консольные типа К	0,0I5	0,006	0,009	77
типа КСМ	0,062	0,029	0,033	78
I2НА-9х4	0,089	0,053	0,036	79
Фекальные типа Ф и НФ	0,02I	0,0I0	0,0II	80
Х8/I8Д (I,5Х-6Д), Х8/I8Е (I,5Х-6Е), Х8/I8И (I,5Х-6И), Х8/I8И (I,5Х-6И)	0,0I4	0,005	0,009	8I
Х20/3IП (2Х-6П)	0,0I6	0,008	0,008	82
Х90/33Д (4Х-I2Д), ХI60/29Д (6Х-9Д)	0,0I6	0,006	0,0I0	83
ЦН-250хI00	0,025	0,004	0,02I	84
ЦНС-I50хI00 НЖ	0,034	0,0I3	0,02I	85
ЦНС-38х44...220(3МС-I0), ЦНС-60х66...330(4МС-I0)	0,0I9	0,007	0,0I2	86
ЦНС-38х25...250(5МС-7), ЦНС-I05х98...490(5МС-I0)	0,024	0,009	0,0I5	87
ЦНС-I80х85...425(6МС-7)	0,067	0,025	0,042	88
ЦНС-I80х476...680(6МС-I0)	0,096	0,036	0,060	89
ЦНС-300хI20...600(8МС-7), ЦНС-300х600...I200(8МС-I0)	0,055	0,02I	0,034	90
ЦНС-I80х950...II95,I422,I900	0,II6	0,055	0,06I	9I
	а	б	в	

Продолжение табл. 37

I	2	3	4	5
Насосы поршневые:				
9МГР-6I, НГР 250/50	0,077	0,036	0,04I	92
Рабочая среда - сточная сернистая вода				
Насосы центробежные:				
АЯП-I50, АЯП-300	0,059	0,022	0,037	93
200 Д60	0,0I0	0,002	0,008	94
Консольные типа К	*0,0I2*	*0,003*	*0,009*	*95*
I2НА-9х4	0,047	0,0II	0,036	96
6 НК-9хI	0,043	0,0I6	0,027	97
Фекальные типа Ф и НФ	0,02I	0,0I0	0,0II	98
Х8/I8П(I,5-6П)	0,0I4	0,005	0,009	99
Х20/3IП(2-6П)	0,0I3	0,005	0,008	I00
ЦН-I50хI00 НК	0,030	0,009	0,02I	I0I
ЦНС-38х44...220(3МС-I0), ЦНС-60х66...330(4МС-I0)	0,0I6	0,004	0,0I2	I02
ЦНС-38х25...250(5МС-7), ЦНС-I05х98...490(5МС-7)	0,0I9	0,004	0,0I5	I03
ЦНС-I80х85...425(6МС-7)	0,055	0,0I3	0,042	I04
ЦНС-I80х476...680(6МС-I0)	0,078	0,0I8	0,060	I05
ЦНС-300хI20...600(8МС-7), ЦНС-300х600...I200(8МС-I0)	0,044	0,0I0	0,034	I06
ЦНС-I80х950...II95,I422, I660,I960	0,079	0,0I8	0,06I	I07
ЦНСК-60х66...330(4МСК-I0)	0,0I6	0,004	0,0I2	I08
ЦНСК-300хI20...600(8МСК-7)	0,044	0,0I0	0,034	I09
Насосы поршневые				
9 МГР	0,053	0,0I2	0,04I	II0
Рабочая среда - пресная вода				
Насосы центробежные:				
АЯП-I50, АЯП-300	*0,038*	*0,026*	*0,0I2*	*III*
Д200х36 (5НДВ), Д320х50 (6НДВ)	0,006	0,003	0,003	II2
Д630х90 (8НДВ)	0,020	0,009	0,0II	II3
Д1000х40 (I4НДС)	0,037	0,025	0,0I2	II4
	а	б	в	

Продолжение табл. 37

1	2	3	4	5
Д1250х60 (12НДС)	0,034	0,023	0,011	115
Д2500х62 (18НДС)	0,040	0,027	0,013	116
200Д60, 300Д 90, 300Д 90Б, 300Д 90Ф	0,006	0,004	0,002	117
ЦН-150х100	0,016	0,008	0,008	118
ЦН-1000х180 (10НМК-2)	0,037	0,025	0,012	119
ЦНС-38х44...220(3МС-10), ЦНС-60х66...330(4МС-10)	0,015	0,011	0,004	120
ЦНС-38х25...250(5МС-7), ЦНС-105х98...490(5МС-10)	0,011	0,007	0,004	121
ЦНС-180х85...425(6МС-7)	0,038	0,023	0,015	122
ЦНС-180х476...680(6МС-7)	0,054	0,032	0,022	123
ЦНС-300х120...60(8МС-7), ЦНС-300х600...1200(8МС-10)	0,031	0,019	0,012	124
ЦНС-160х950, 1195, 1422, 1660, 1900	0,055	0,033	0,022	125
ЦНС-500х1900	0,059	0,036	0,023	126
Насосы поршневые				
9МГР-61	0,069	0,033	0,036	127
	а	б	в	

Примечания: 1. Для насосов, установленных в котельных, к нормативам численности применяются следующие коэффициенты при продолжительности отопительного периода, дней:

365-300	К=1,00
299-250	К=0,87
249-200	К=0,75
199-180	К=0,50

2. При работе насосов в 1-2 смены к нормативам численности применяются коэффициенты:

в одну смену	- 0,43
в две смены	- 0,60

3. В нормативах предусмотрено 70% на выполнение слесарно-сборочных работ и 30% на станочные, сварочные и пр. работы.

4. При ремонте насосов, марки которых не приведены в таблице, норматив численности принимается применительно к однотипным насосам.

Таблица 38

Ремонт компрессоров

Тип и марка компрессора	Нормативы численности на ремонт одного компрессора по видам ремонта и работ												Номер норматива
	текущий			средний			капитальный			всего			
	слесарно-сварочные и пр.	станочные	итого	слесарно-сварочные и пр.	станочные	итого	слесарно-сварочные и пр.	станочные	итого	слесарно-сварочные и пр.	станочные	итого	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4
Газомоторные компрессоры													
I0ГК, I0ГКМ, I0ГКН, VSC-3I6,	0,44	0,03	0,47	0,62	0,I8	0,80	0,I4	0,06	0,20	I,20	0,27	I,47	I
8ГК, МК-8	0,43	0,02	0,45	0,43	0,II	0,54	0,I4	0,03	0,I7	I,00	0,I6	I,I6	2
Турбокомпрессоры													
К-380-I0I-I; К-380-I02-I; МСР-805; 2МСР-807, ВСБ-354, 2МСБ-807 Н-280-I27, "Дрессер-Кларк", МСБ-805/НСБ-355; К-890-I2I-I; "Крезолуар"; 2УМ-I50Р "Дана", "Драва", "Галя, "Светлана", ЗМС-I008,8КРА, 5М8-6/4М9-8(с I02/С-I06),553 В6/2ВС4(с I02/С-I03), ЗМ9-7(С-I04),7ГП-I00/2М,ТЭ-500	0,58	0,03	0,6I	0,36	0,06	0,42	0,2I	0,05	0,26	I,I5	0,I4	I,29	3
	0,35	0,02	0,37	0,2I	0,03	0,24	0,I5	0,04	0,I9	0,7I	0,09	0,80	4
	а	б	в	г	д	е	ж	з	и	к	л	м	

Продолжение табл. 38

Тип и марка компрессора	Нормативы численности на ремонт одного компрессора по видам ремонта и работ												Номер норматива
	текущий			средний			капитальный			всего			
	слесарно-сварочные и пр.	станочные	итого	слесарно-сварочные и пр.	станочные	итого	слесарно-сварочные и пр.	станочные	итого	слесарно-сварочные и пр.	станочные	итого	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4
Воздушные, поршневые компрессоры													
КВ-I00У, КСБУ-I-5а, БУ-3/8, I60-В-20/В, БУ-06/8, ГАРО "К-I55"	0,II	0,0I	0,I2	0,05	0,0I	0,06	0,03	0,0I	0,04	0,I9	0,03	0,22	5
ВК-25, ВК-257, КУЭ-60/40, КВДГ, КВДГ-60, "Бустер" В-I0I, КВД, НК-2-I50	0,09	0,0I	0,I0	0,05	0,0I	0,06	0,02	0,0I	0,03	0,I6	0,03	0,I9	6
ВП-20/6, 2ВП-20/8, ВП-20/8	0,09	0,0I	0,I0	0,07	0,0I	0,08	0,02	0,0I	0,03	0,I8	0,03	0,2I	7
ВП-3/40, 2У-I50Р	0,I4	0,0I	0,I5	0,07	0,0I	0,08	0,04	0,0I	0,05	0,25	0,03	0,28	8
302-ВП-I0/8, 2ВП-I0/8	0,I9	0,0I	0,20	0,07	0,0I	0,08	0,04	0,0I	0,05	0,30	0,03	0,33	9
КСЭ-5М, I0IМ	0,09	0,0I	0,I0	0,05	0,0I	0,06	0,02	0,0I	0,03	0,I6	0,03	0,I9	I0
202ВП-6/I8, 302ВП-6/I8, 2СТ-50	0,09	0,0I	0,I0	0,I4	0,0I	0,I5	0,03	0,0I	0,04	0,26	0,03	0,29	II
302ВП-6/35, 2ВП-6/35	0,20	0,0I	0,2I	0,08	0,0I	0,09	0,04	0,0I	0,05	0,32	0,03	0,35	I2

205ВП-20/35,505ВП-20/I6,305ВП-20/35, 1SW32/200(с-I05)	0,I5	0,0I	0,I6	0,I2	0,0I	0,I3	0,04	0,0I	0,05	0,3I	0,03	0,34	I3
205ВП-I6/70, 305ВП-30/8,LMA-I2, 7ВП-20/220, 302ВП-5/70,402ВП-4/220,305ВП-I6-70	0,I6	0,0I	0,I7	0,I3	0,0I	0,I4	0,05	0,0I	0,06	0,34	0,03	0,37	I4
Газовые поршневые компрессоры													
МК-20/200,2Р-8/200, 3Р-3/220	0,08	0,0I	0,09	0,03	0,0I	0,04	0,03	0,0I	0,04	0,I4	0,03	0,I7	I5
205ГП-20/I8;0Z/2У, 3ГП-I2/35	0,06	-	0,06	0,07	0,0I	0,08	0,03	0,0I	0,04	0,I6	0,02	0,I8	I6
МК-4,5/220, LM-0,5/I,5	0,06	-	0,06	0,03	-	0,03	0,02	-	0,02	0,II	-	0,II	I7
2ВП-I503	0,07	-	0,07	0,03	0,0I	0,04	0,03	0,0I	0,04	0,I3	0,02	0,I5	I8
МК-20-I2/220	0,07	-	0,07	0,03	0,0I	0,04	0,02	-	0,02	0,I2	0,0I	0,I3	I9
2СГП-20	0,07	-	0,07	0,II	0,02	0,I3	0,03	0,0I	0,04	0,2I	0,03	0,24	20
2С2ГП-I2/I3, 7ГП-I00/2М	0,20	0,02	0,22	0,07	0,0I	0,08	0,04	0,0I	0,05	0,3I	0,04	0,35	2I
5Г-I4/220	0,43	0,03	0,46	0,I6	0,03	0,I9	0,20	0,04	0,24	0,79	0,I0	0,89	22
Холодильные поршневые компрессоры													
АВ-300	0,02	-	0,02	0,0I	-	0,0I	0,02	0,0I	0,03	0,05	0,0I	0,06	23
АВШ	0,04	-	0,04	0,02	-	0,02	0,02	0,0I	0,03	0,08	0,0I	0,09	24
АО-I200,МIВ-7А-I МТУ-2-I	0,09	0,0I	0,I0	0,07	0,0I	0,08	0,08	0,02	0,I0	0,24	0,04	0,28	25
АВ-I00	0,04	-	0,04	0,02	-	0,02	0,02	0,0I	0,03	0,08	0,0I	0,09	26
АУ-300,СЭL-20	0,04	-	0,04	0,03	-	0,03	0,03	0,0I	0,04	0,I0	0,0I	0,II	27
2NД/2,АО/I	0,06	-	0,06	0,03	0,0I	0,04	0,04	0,0I	0,05	0,I3	0,02	0,I5	28
	а	б	в	г	д	е	ж	з	и	к	л	м	

Продолжение табл. 38

Тип и марка компрессора	Нормативы численности на ремонт одного компрессора по видам ремонта и работ												Номер норматива
	текущий			средний			капитальный			итого			
	слесарно-сварочные и пр.	станочные	итого	слесарно-сварочные и пр.	станочные	итого	слесарно-сварочные и пр.	станочные	итого	слесарно-сварочные и пр.	станочные	итого	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4
АУ-200	0,07	-	0,07	0,03	0,0I	0,04	0,03	0,0I	0,04	0,I3	0,02	0,I5	29
ДАОН350П, ДАО-750	0,II	0,0I	0,I2	0,06	0,0I	0,07	0,08	0,02	0,I0	0,25	0,04	0,29	30
4АГ	0,I4	0,0I	0,I5	0,I6	0,03	0,I9	0,05	0,0I	0,06	0,35	0,05	0,40	3I
Воздуходувки, газодувки													
РГН-I200	0,02	-	0,02	0,0I	-	0,0I	0,02	-	0,02	0,05	-	0,05	32
РК	0,04	-	0,04	0,03	-	0,03	0,03	0,0I	0,04	0,I0	0,0I	0,II	33
В-I02А/В(Бустер)	0,II	0,0I	0,I2	0,05	0,0I	0,06	0,02	-	0,02	0,I8	0,02	0,20	34
Ротационный пластинчатый компрессор													
РСК	0,II	0,0I	0,I2	0,05	0,0I	0,06	0,02	-	0,02	0,I8	0,02	0,20	35
Детандеры													
ДВД-80/I80, ДВД-70/I80	0,II	0,0I	0,I2	0,07	0,0I	0,08	-	-	-	0,I8	0,02	0,20	36
	а	б	в	г	д	е	ж	з	и	к	л	м	

Примечание. При ремонте компрессоров, марки которых не приведены в таблице, норматив численности устанавливается применительно к однотипным компрессорам.

Таблица 39

Ремонт технологического оборудования установок для подготовки нефти

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 22.

Тип, марка оборудования	Нормативы численности на ремонт единицы оборудования				Номер норматива
	всего	в том числе по видам ремонта			
		текущий	средний	капитальный	
I	2	3	4	5	6
I. Колонны тарельчатые с желобчатыми колпачками с диаметром корпуса, мм (в числителе) и количеством тарелок (в знаменателе)					
1000 / 30	0,0130	0,0078	-	0,0052	I
1200 / 12	0,0100	0,0060	-	0,0040	2
1400 / 20	0,0120	0,0072	-	0,0048	3
1600 / 5	0,0070	0,0042	-	0,0028	4
1600 / 30	0,0230	0,0138	-	0,0092	5
2400 / 30	0,0412	0,0240	-	0,0172	6
2400 / 5	0,0090	0,0054	-	0,0036	7
2600 / 80	0,0610	0,0366	-	0,0244	8
2600 - 4500 / 50	0,0680	0,0408	-	0,0272	9
3400 - 3800 / 43	0,0660	0,0396	-	0,0264	I0
	а	б	в	г	

Продолжение табл. 39

I	2	3	4	5	6
2. Колонны тарельчатые с круглыми колпачками, мм					
I000/30	0,0I60	0,0096	–	0,0064	II
I200/30	0,0I70	0,0I02	–	0,0068	I2
I400/20	0,0I50	0,0090	–	0,0060	I3
I400/30	0,0I80	0,0I08	–	0,0072	I4
I400/80	0,0370	0,0222	–	0,0I48	I5
I600/37	0,03I0	0,0I86	–	0,0I24	I6
I600/I0	0,0I20	0,0072	–	0,0048	I7
I800/30	0,0240	0,0I44	–	0,0096	I8
2000/6	0,0I20	0,0072	–	0,0048	I9
2000/22	0,0220	0,0I32	–	0,0088	20
2000/34	0,0370	0,0222	–	0,0I48	2I
2000/68	0,0690	0,04I4	–	0,0276	22
2000/I6	0,0I80	0,0I08	–	0,0072	23
2000/30	0,0370	0,0222	–	0,0I48	24
2200/80	0,0930	0,0558	–	0,0372	25
2400/30	0,0430	0,0258	–	0,0I72	26
2400/I6	0,0240	0,0I44	–	0,0096	27
2600/37	0,0570	0,0342	–	0,0228	28
3000/30	0,0720	0,0432	–	0,0288	29
3000/22	0,0450	0,0270	–	0,0I80	30
3800/30	0,0790	0,0474	–	0,03I6	3I
3200 – 2800 / 30	0,0430	0,0258	–	0,0I72	32
2400 – I800 / 40	0,0450	0,0270	–	0,0I80	33
3. Колонны тарельчатые с S-образными колпачками					
I000/3	0,0060	0,0036	–	0,0024	34
I000/42	0,0I40	0,0084	–	0,0056	35
I400/40	0,0I70	0,0I02	–	0,0068	36
I600/30	0,0I30	0,0078	–	0,0052	37
2400– I800 / 40	0,0200	0,0I20	–	0,0080	38
	а	б	в	г	

Продолжение табл. 39

I	2	3	4	5	6
2000/50	0,0220	0,0132	-	0,0088	39
2200/50	0,0230	0,0138	-	0,0092	40
2400/50	0,0240	0,0144	-	0,0096	41
2600/39	0,0230	0,0138	-	0,0092	42
2200 - 3800 / 40	0,0250	0,0150	-	0,0100	43
2400 - 3800 / 51	0,0290	0,0174	-	0,0116	44
3400/60	0,0340	0,0204	-	0,0136	45
3400 - 3800 / 31	0,0250	0,0150	-	0,0100	46
3800/40	0,0290	0,0174	-	0,0116	47
3800/60	0,0350	0,0210	-	0,0140	48
4000/42	0,0300	0,0180	-	0,0120	49
4. Колонны тарельчатые с колпачками круглыми (желобчатыми)					
2000 - 3000 / 20 - 20	0,0500	0,0300	-	0,0200	50
2200 - 3200 / 18 - 16	0,0480	0,0288	-	0,0192	51
2800 - 3400 / 18 - 16	0,0550	0,0330	-	0,0220	52
5. Теплообменник кожухотрубчатый с плавающей головкой диаметром корпуса (числитель), количеством трубок (знаменатель)					
325/44	0,0025	0,0017	-	0,0008	53
476/112; 529/140	0,0037	0,0025	-	0,0012	54
630/208	0,0050	0,0034	-	0,0016	55
720/280	0,0092	0,0024	0,0048	0,0020	56
800/568	0,0129	0,0034	0,0067	0,0028	57
1000/584	0,0165	0,0043	0,0086	0,0036	58
1200/1039	0,0203	0,0053	0,0106	0,0044	59
1400/1251	0,0239	0,0062	0,0125	0,0052	60
	а	б	в	г	

Продолжение табл. 39

I	2	3	4	5	6
6. Теплообменник кожухотрубчатый с неподвижной трубной решеткой					
478/I46	0,0I36	0,0092	-	0,0044	6I
630/280	0,0298	0,0202	-	0,0096	62
820/444	0,0397	0,0269	-	0,0I28	63
I020/736	0,0570	0,0386	-	0,0I84	64
I230/870	0,0645	0,0437	-	0,0208	65
7. Теплообменник типа "труба в трубе"					
ТТ7-3	0,0I74	0,0II8	-	0,0056	66
8. Емкости, объемом, $м^3$					
4	0,00I2	0,0008	-	0,0004	67
8	0,0025	0,00I7	-	0,0008	68
I6, 20	0,0037	0,0025	-	0,00I2	69
25, 32	0,0050	0,0034	-	0,00I6	70
40	0,0062	0,0042	-	0,0020	7I
50	0,0074	0,0050	-	0,0024	72
63	0,0099	0,0067	-	0,0032	73
80	0,0I36	0,0092	-	0,0044	74
I00	0,0I49	0,0I0I	-	0,0048	75
I25	0,0I6I	0,0I09	-	0,0052	76
I60	0,0I98	0,0I34	-	0,0064	77
200	0,0248	0,0I68	-	0,0080	78
9. Электродегидратор цилиндрический	0,0074	0,0050	-	0,0024	79
I0. Печи беспламенного горения					
ПБ-0,75	0,0304	0,0224	-	0,0080	80
ПБ-20, ПБ-22	0,I58I	0,II65	-	0,04I6	8I
I8Бх152	0,I320	0,0880	-	0,0440	82
I2Бх152	0,0996	0,0664	-	0,0332	83
	а	б	в	г	

Примечания: I. Нормативами предусмотрено выполнение всех видов работ.

2. Нормативная численность на ремонт технологических трубопроводов устанавливается в размере I7%, арматуры технологических трубопро-

водов в размере 15% от нормативной численности на ремонт аппаратов, печей и емкостей.

Таблица 40

Ремонт технологических резервуаров

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 23.

Объем резервуаров, м³	Нормативы численности на ремонт одного резервуара			Номер норматива
	всего	в том числе по видам ремонтов		
		текущий	капитальный	
До 400	0,026	0,015	0,011	I
700	0,047	0,033	0,014	2
1000	0,080	0,053	0,027	3
2000	0,092	0,059	0,033	4
3000	0,108	0,072	0,036	5
5000	0,116	0,076	0,040	6
8000	0,134	0,089	0,045	7
10000	0,147	0,098	0,049	8
20000	0,210	0,139	0,071	9
	а	б	в	

Примечание. Для резервуаров, предназначенных под хранение высокосернистой нефти, к нормативам численности применяется коэффициент 2,86.

Таблица 41

Ремонт водопровода, газопровода и нефтепровода

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 24.

Назначение и диаметр трубопровода	Нормативы численности на ремонт 1 км трубопровода			Номер норматива
	всего	в том числе по видам ремонтов		
		текущий	капитальный	
I	2	3	4	5
Водопровод, газопровод и нефтепровод из стальных труб с противокоррозионной окраской, проложенный в траншеях, проходных и непроходных каналах, диаметром, мм:				
50	0,011	0,007	0,004	I
75	0,012	0,007	0,005	2
	а	б	в	

Продолжение табл. 41

I	2	3	4	5
100	0,015	0,009	0,006	3
150	0,017	0,010	0,007	4
200	0,019	0,011	0,008	5
250	0,028	0,017	0,011	6
300	0,033	0,020	0,013	7
400	0,044	0,026	0,018	8
500	0,053	0,032	0,021	9
	а	б	в	

Примечание. В нормативах предусмотрено 5% на выполнение станочных работ.

Таблица 42

Ремонт оборудования и объектов по сбору и утилизации газа

Выполняемая работа	Нормативы численности
Ремонт оборудования и объектов по сбору и утилизации попутного газа, пункта сбора и сепарации газа	10% от нормативной численности рабочих, занятых обслуживанием объектов и оборудования по сбору и утилизации газа

Таблица 43

Ремонт теплотехнического оборудования

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 25.

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе			Номер норматива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов		
		текущий	капитальный	
I	2	3	4	5
Котлы паровые вертикально-водотрубные на давление до 1,4 МПа, работающие на газообразном и жидком топливе, типа ДКВр, паропроизводительностью, т/ч:				
2,5	0,225	0,052	0,173	1
4,0	0,309	0,071	0,238	2
	а	б	в	

Продолжение табл. 43

I	2	3	4	5
6,5	0,393	0,09I	0,302	3
I0,0	0,459	0,I03	0,356	4
20,0	0,648	0,I5I	0,497	5
Котлы вертикальные цилиндрические паропроизводительностью, т/ч:				
0,4	0,023	0,0I2	0,0II	6
0,8	0,032	0,0I7	0,0I5	7
I,0	0,045	0,024	0,02I	8
Котлы водогрейные, работающие на газообразном и жидком топливе, теплопроизводительностью, МВТ (Гкал/ч)				
до 5 (4,3)	0,II5	0,043	0,072	9
8,2 (6,5)	0,I49	0,056	0,093	I0
9,0 (8,3)	0,I73	0,065	0,I08	II
II,6 (I0,0)	0,207	0,077	0,I30	I2
23,2 (20,0)	0,288	0,I08	0,I80	I3
40,8 (35)	0,334	0,I25	0,209	I4
58 (50)	0,5I8	0,20I	0,3I7	I5
II6 (I00)	0,820	0,302	0,5I8	I6
Котлы паровые горизонтально-водотрубные на давление до I,4 МПа, работающие на газообразном и жидком топливе типа ДКВр, паропроизводительностью, т/ч:				
2,5	0,202	0,047	0,I55	I7
4,0	0,278	0,064	0,2I4	I8
6,5	0,354	0,082	0,272	I9
I0,0	0,4I4	0,093	0,32I	20
20,0	0,583	0,I36	0,447	2I
Котлоагрегаты автоматизированные, отопительные, чугунные с тягодутьевым устройством и автоматикой, поверхностью нагрева, м²:				
23,0	0,069	0,032	0,037	22
32,0	0,082	0,039	0,043	23
40,0	0,096	0,045	0,05I	24
	а	б	в	

Продолжение табл. 43

I	2	3	4	5
Деаэраторы атмосферные с колонкой, запорно-регулирующей арматурой и трубопроводами в пределах установки производительностью, т/ч:				
I0	0,025	0,0I2	0,0I3	25
I5	0,028	0,0I3	0,0I5	26
25	0,032	0,0I5	0,0I7	27
50	0,036	0,0I7	0,0I9	28
Фильтры ионитные первой и второй ступени с высотой загрузки до 2 м диаметром, мм:				
700	0,0I2	0,009	0,003	29
I000	0,0I6	0,0I2	0,004	30
I500	0,0I9	0,0I4	0,005	3I
Солерастворители диаметром, мм:				
480	0,005	0,002	0,003	32
720	0,008	0,004	0,004	33
Баки деаэраторные с запорной арматурой и водоуказательными приборами на рабочее давление до 0,6 МПа вместимостью, $м^3$:				
I0	0,005	0,002	0,003	34
I5	0,006	0,002	0,004	35
25	0,008	0,008	0,005	36
35	0,0II	0,004	0,007	37
50	0,0I4	0,005	0,009	38
Теплообменники водо-водяные с площадью поверхности нагрева, $м^2$:				
до I	0,003	0,00I	0,002	39
2-3	0,005	0,002	0,003	40
4-6	0,007	0,003	0,004	4I
7-9	0,008	0,004	0,004	42
I0-I2	0,009	0,004	0,005	43
I3-I8	0,0II	0,005	0,006	44
I9-23	0,0I3	0,006	0,007	45
24-29	0,0I5	0,007	0,008	46
30-35	0,0I7	0,008	0,009	47
	а	б	в	

Продолжение табл. 43

I	2	3	4	5
36-50	0,020	0,0I0	0,0I0	48
5I-70	0,027	0,0I3	0,0I4	49
7I-80	0,028	0,0I3	0,0I5	50
8I-I00	0,035	0,0I6	0,0I9	5I
I0I-I20	0,04I	0,0I9	0,022	52
I2I-I40	0,049	0,023	0,026	53
I4I-I60	0,057	0,027	0,030	54
Емкости для питательной воды, $м^3$:				
5	0,004	0,002	0,002	55
I0	0,004	0,002	0,002	56
I5	0,004	0,002	0,002	57
25	0,006	0,003	0,003	58
50	0,0II	0,005	0,006	59
75	0,0I7	0,008	0,009	60
Емкости для жидкого топлива, $м^3$:				
3	0,002	0,00I	0,00I	6I
5	0,002	0,00I	0,00I	62
7	0,002	0,00I	0,00I	63
I0	0,002	0,00I	0,00I	64
I5	0,002	0,00I	0,00I	65
25	0,003	0,002	0,00I	66
50	0,005	0,003	0,002	67
75	0,007	0,004	0,003	68
Емкости металлические для мокрого хранения соли, $м^3$				
25	0,006	0,003	0,003	69
50	0,0II	0,005	0,006	70
75	0,0I7	0,008	0,009	7I
I00	0,022	0,0I0	0,0I2	72
Наружные трубопроводы				
Водопровод, воздухопровод, газопровод из стальных труб с противокоррозийной окраской, проложенной в траншеях, проходных и непроходных каналах (на I км) с условным диаметром, мм:				
50	0,027	0,020	0,007	73

а б в

Продолжение табл. 43

I	2	3	4	5
75	0,028	0,020	0,008	74
100	0,032	0,023	0,009	75
I50	0,039	0,028	0,0II	76
200	0,043	0,03I	0,0I2	77
250	0,065	0,048	0,0I7	78
300	0,075	0,055	0,020	79
Тепловые сети, паропроводы и конденсатопроводы, проложенные на эстакадах, по стенам зданий и в проходных каналах (на I км) с условным диаметром, мм:				
50	0,062	0,048	0,0I4	80
75	0,092	0,072	0,020	8I
I00	0,I28	0,I0I	0,027	82
I50	0,I56	0,I2I	0,035	83
200	0,204	0,I6I	0,043	84
250	0,259	0,209	0,058	85
300	0,305	0,242	0,063	86
То же, проложенные в непроходных каналах (на I км) с условным диаметром, мм:				
50	0,052	0,040	0,0I2	87
75	0,077	0,060	0,0I7	88
I00	0,I03	0,080	0,023	89
I50	0,I28	0,I00	0,028	90
200	0,I57	0,I20	0,037	9I
250	0,209	0,I6I	0,048	92
300	0,255	0,20I	0,054	93
Мазутопроводы с изоляцией и обогревом, проложенные в непроходных каналах (на I км) с условным диаметром, мм:				
до 25	0,048	0,036	0,0I2	94
50	0,053	0,039	0,0I4	95
75	0,065	0,047	0,0I8	96
I00	0,096	0,07I	0,025	97
I50	0,II9	0,087	0,032	98
	а	б	в	

Продолжение табл. 43

I	2	3	4	5
Внутренние трубопроводы				
Паропроводы, конденсатопроводы, теплопроводы, мазутопроводы с обогревом и изоляцией (на I км) с условным диаметром, мм:				
до 25	0,036	0,028	0,008	99
50	0,051	0,040	0,011	100
75	0,077	0,061	0,016	101
100	0,102	0,081	0,021	102
150	0,133	0,105	0,028	103
200	0,164	0,129	0,035	104
Водопровод холодной и горячей воды, трубопроводы системы отопления без изоляции (на I км) с условным диаметром, мм:				
до 25	0,018	0,013	0,005	105
50	0,027	0,018	0,009	106
75	0,037	0,026	0,011	107
100	0,054	0,038	0,016	108
150	0,064	0,044	0,020	109
200	0,082	0,056	0,026	110
	а	б	в	

Примечания: I. Нормативы численности рассчитаны при условии работы оборудования 180 дней в год (отопительный период). С изменением сроков работы оборудования к нормативам численности применяются коэффициенты при продолжительности отопительного периода, дней:

180-200 К = 1,00	251-300 К = 1,43
201-250 К = 1,25	301 и более К = 1,67

2. Нормативы численности рассчитаны для котлов, работающих на газообразном и жидком топливе. При условии работы на твердом топливе к нормативам численности применяется К = 2,0.

3. В нормативах предусмотрено выполнение станочных работ: для котлов - 7%; для котельно-вспомогательного оборудования - 15%; для труборемонтных работ - 10% при капитальном ремонте и 5% при текущем ремонте.

Таблица 44

Ремонт дымососов и вентиляторов

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 26.

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе			Номер норматива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов		
		текущий	капитальный	
I	2	3	4	5
Вентиляторы котельные				
Вентиляторы дутьевые, центробежные с подачей, м³/час:				
до 7000	0,0I4	0,005	0,009	I
7I00-I0000	0,0I8	0,006	0,0I2	2
I0200-I4600	0,022	0,008	0,0I4	3
I4650-I9600	0,026	0,009	0,0I7	4
I9650-27600	0,029	0,0I0	0,0I9	5
27650-39000	0,035	0,0I3	0,022	6
39I00-50000	0,032	0,0I5	0,0I7	7
50I00-75000	0,043	0,0I6	0,027	8
Дымососы центробежные одностороннего всасывания с подачей, м³/час:				
до I0000	0,036	0,0I7	0,0I9	9
I0200-I4600	0,044	0,02I	0,023	I0
I4650-I9600	0,050	0,023	0,027	II
I9650-27600	0,058	0,027	0,03I	I2
27650-39000	0,063	0,029	0,034	I3
39I00-50000	0,074	0,034	0,040	I4
50I00-75000	0,086	0,040	0,046	I5
Вентиляционное оборудование				
Вентиляторы центробежные низкого и среднего давления, № :				
4 и 5	0,004	0,003	0,004	I6
6	0,006	0,004	0,002	I7
7 и 8	0,0I0	0,007	0,003	I8
I0	0,0I2	0,008	0,004	I9
	а	б	в	

Продолжение табл. 44

I	2	3	4	5
I2	0,0I8	0,0I2	0,006	20
I6	0,024	0,0I6	0,008	2I
Вентиляторы осевые,				
до 5	0,002	0,00I	0,00I	22
6	0,002	0,00I	0,00I	23
7	0,003	0,00I	0,002	24
8	0,004	0,002	0,002	25
I0	0,005	0,002	0,003	26
I2,5	0,006	0,002	0,004	27
Калориферы на I0 $м^2$ поверхности нагрева	0,00I	0,00I	-	28
Воздуховоды круглого сечения с фасонными частями на I0 м длины эксплуатируемого воздуховода диаметром, мм:				
до I50	0,003	0,002	0,00I	29
300	0,004	0,003	0,00I	30
500	0,006	0,005	0,00I	3I
750	0,008	0,006	0,002	32
I000	0,0I0	0,008	0,002	33
I250	0,0I0	0,008	0,002	34
I500	0,0II	0,009	0,002	35
То же для воздуховодов из кровельного железа, мм:				
до I50	0,002	0,00I	0,00I	36
300	0,003	0,002	0,00I	37
500	0,004	0,003	0,00I	38
750	0,006	0,005	0,00I	39
I000	0,007	0,006	0,00I	40
I250	0,008	0,006	0,002	4I
I500	0,009	0,007	0,002	42
	а	б	в	

Примечания: I. Нормативы рассчитаны при условии работы оборудования I80 дней в год (отопительный период). С изменением сроков работы оборудования к нормативам применяются коэффициенты при продолжительности отопительного периода дней:

I80-200 К = I ; 20I-250 К = I,25; 25I-300 К = I,43; 30I и более К = I,67.

2. При работе вентиляторов и дымососов в одну или две смены к нормативам численности применяются коэффициенты:

для одной смены - 0,43

для двух смен - 0,60

3. Нормативами предусмотрено 22% на выполнение станочных работ.

Таблица 45

Ремонт оборудования, применяемого при подземном (текущем) и капитальном ремонтах скважин

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 27.

Наименование оборудования	Нормативы численности на единицу оборудования			Номер норматива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов		
		текущий	капитальный	
I	2	3	4	5
I. Талевый блок БТН 4х50	0,0025	0,0012	0,0013	I
2. Талевый блок БТЭ	0,0015	0,0007	0,0008	2
3. Кронблок КБЭ	0,0047	0,0022	0,0025	3
4. Кронблок КБН 5х50	0,0058	0,0028	0,0030	4
5. Крюки подъемные типа КН	0,0019	0,0009	0,0010	5
6. Вертлюг грузоподъемностью 10-50 тн	0,0171	0,0059	0,0112	6
7. Вертлюг грузоподъемностью 75 тн	0,0257	0,0088	0,0168	7
8. Автомат для подземного ремонта АПР-2	0,0113	0,0053	0,0060	8
9. Ключ механический универсальный типа КМУ	0,0285	0,0135	0,0150	9
I0. Ротор	0,0422	0,0169	0,0253	I0
II. Автонаматыватель кабеля	0,0357	0,0169	0,0188	II
I2. Элеватор конструкции Халатяна ЭХ-5	0,0006	0,0001	0,0005	I2
I3. Элеватор штанговый типа ЭШН-5, ЭШН-I0	0,0007	0,0002	0,0005	I3
I4. Элеватор ЭХЛ	0,0025	0,0006	0,0019	I4
I5. Элеватор "Восток-2"	0,0007	0,0002	0,0005	I5
I6. Элеватор ЭТА	0,0074	0,0017	0,0057	I6
	а	б	в	

Продолжение табл. 45

I	2	3	4	5
I7. Элеватор ЭГ	0,0048	0,0011	0,0037	I7
I8. Элеватор ЭЗН	0,0007	0,0002	0,0005	I8
I9. Пакер гидравлический	0,0036	0,0008	0,0028	I9
20. Пакер механический	0,0015	0,0003	0,0012	20
2I. Спайдер	0,0011	0,0002	0,0009	2I
	а	б	в	

Примечание. Нормативами предусмотрено 20% на выполнение станочных и сварочных работ.

Таблица 46

Ремонт грузоподъемного оборудования

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 28.

Наименование оборудования	Грузоподъемность, т	Нормативы численности на ремонт единицы оборудования				Номер норматива
		всего	в т.ч. по видам ремонтов			
			ревизия	текущий	капитальный	
I	2	3	4	5	6	7
Кран мостовой двухбалочный с ручным приводом	2	0,0283	0,0065	0,0085	0,0133	I
	5	0,0454	0,0105	0,0127	0,0222	2
	I0	0,0553	0,0127	0,0157	0,0267	3
Кран мостовой однобалочный с ручным приводом	3	0,0182	0,0042	0,0051	0,0089	4
	5	0,0284	0,0066	0,0085	0,0133	5
	I0	0,0455	0,0105	0,0127	0,0223	6
Кран однобалочный с электроталью	I	0,0455	0,0105	0,0127	0,0223	7
	2	0,0552	0,0127	0,0157	0,0267	8
	3	0,0643	0,0148	0,0183	0,0312	9
	5	0,0741	0,0171	0,0213	0,0357	I0
Таль электрическая	I-2	0,0180	0,0041	0,0050	0,0089	II
	3-5	0,0284	0,0066	0,0085	0,0133	I2
Таль ручная	I-2	0,0091	0,0021	0,0025	0,0045	I3
	3-5	0,0182	0,0042	0,0051	0,0089	I4
		а	б	в	г	

Примечание. Нормативами предусмотрено I0% на выполнение станочных и сварочных работ.

Таблица 47

Ремонт двигателей внутреннего сгорания

Основные показатели системы планового ремонта и трудоемкость ремонта приводятся в приложениях 29, 30.

Мощность ДВС, л.с.	Нормативы численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе				Номер норматива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов			
		текущий	средний	капитальный	
До 40	0,045	0,008	0,013	0,024	I
54-55	0,053	0,008	0,015	0,030	2
88	0,047	0,008	0,013	0,026	3
100	0,063	0,010	0,018	0,035	4
165	0,084	0,011	0,022	0,051	5
300-500	0,111	0,014	0,030	0,067	6
700	0,121	0,015	0,033	0,073	7
	а	б	в	г	

Примечания: I. При работе оборудования в одну или две смены к нормативам численности применяются коэффициенты:

для одной смены - 0,43, для двух смен - 0,60

2. Нормативами предусмотрено 18% на выполнение станочных работ.

Таблица 48

Ремонт регенерационных установок

Тип, производительность установки	Нормативы численности на ремонт установки				Номер норматива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов			
		текущий	средний	капитальный	
ВИМЭ-2, 20 кг/час	0,178	0,052	0,037	0,089	I
	а	б	в	г	

Таблица 49

Ремонт лабораторного оборудования

Наименование лабораторного оборудования	Марка приборов	Норматив численности на ремонт 100 приборов				Номер норматива
		всего	в т.ч. по видам ремонтов			
			ведомственная проверка	текущий	капитальный	
1	2	3	4	5	6	7
1. Хроматограф лабораторный	ЛХМ-8МД	4,460	0,038	I,8I8	2,604	I
2. Хроматограф	ХЛ-4,ХЛ-6	2,646	0,038	I,I52	I,456	2
3. Хроматограф лабораторный	ХЛ-3	I,580	0,038	0,666	0,876	3
4. Хроматограф портативный	ХТ-8	0,784	0,038	0,284	0,462	4
5. Хроматограф	ХЛ-69	2,074	0,038	0,687	I,349	5
6. Хроматограф	ХП-499, ХПА-3I50	2,20I	0,038	0,74I	I,422	6
7. Хроматограф	ХТ-2МУ	I,803	0,038	0,56I	I,204	7
8. Хроматограф	ХГ-Т	3,463	0,038	0,965	2,460	8
9. Анализаторы сероводороду	722АЕХ	I,II0	0,028	0,432	0,650	9
I0. Газоанализатор химический переносной	ГХП-2 МН5I30	0,722	0,028	0,262	0,432	I0
II. Анализаторы влаги	560	I,088	0,0I4	0,370	0,704	II
I2. РН-метры лабораторные	ППУ-0I, НПУ-3, ЭВ-74	I,077	0,0I5	0,423	0,639	I2
I3. Рефрактометр дисперсионный универсальный	РДУ	0,850	0,028	0,349	0,473	I3
I4. Амперволтметры	55	0,707	0,I06	0,240	0,36I	I4
	57	0,699	0,I06	0,244	0,349	I5
I5. Комплект лабораторных измерительных приборов КИП	К-50	I,400	0,070	0,556	0,774	I6
I6. Лабораторный трансформатор	ЛАТР-ЗМ	0,36I	0,I06	0,I05	0,I50	I7
I7. Осциллографы	С1-68	2,405	-	0,909	I,496	I8

Продолжение табл. 49

I	2	3	4	5	6	7
I8. Осциллографы	Э0-5	I,25I	-	0,48I	0,770	I9
I9. Термостат	Дельта, ТС-I6А	0,626	0,256	0,I46	0,224	20
20. Спектральный калориметр	Спектраль	0,65I	0,I29	0,233	0,289	2I
2I. Весы лабораторные технические	ВЛТ-200 ВЛР-20 ВАКТ-2	0,230	0,028	0,082	0,I20	22
22. Секундомеры	СМ-60	0,258	0,028	0,092	0,I38	23
		а	б	в	г	

Таблица 50

Ремонт металлорежущих станков

Основные показатели системы планового ремонта и нормы времени на ремонт приводятся в приложении 3I.

Вид оборудования	Нормативы численности на ремонт одного станка при круглосуточной работе				Номер норматива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов			
		текущий	средний	капитальный	
I	2	3	4	5	6
Токарно-винторезные станки, высота центра станка:					
до 200 мм	0,090	0,062	0,0I7	0,0II	I
до 300 мм	0,II4	0,080	0,02I	0,0I3	2
до 400 мм	0,I28	0,088	0,026	0,0I4	3
до 500 мм	0,I28	0,084	0,027	0,0I7	4
Трубонарезные станки I0"	0,I52	0,I04	0,03I	0,0I7	5
Фрезерные станки:					
вертикально-консольно-фрезерный	0,094	0,064	0,0I9	0,0II	6
горизонтально-консольно-фрезерный	0,089	0,06I	0,0I8	0,0I0	7
поперечно-строгальные станки	0,088	0,06I	0,0I7	0,0I0	8
Сверлильные станки:					
вертикальные	0,052	0,036	0,0I0	0,006	9
	а	б	в	г	

Продолжение табл. 50

I	2	3	4	5	6
радиальные	0,092	0,065	0,017	0,010	10
Круглошлифовальные, заточные станки	0,130	0,081	0,031	0,018	11
Зуборезные станки	0,127	0,080	0,030	0,017	12
	а	б	в	г	

Примечания: 1. При работе станков в одну или две смены к нормативам численности применяются коэффициенты:

для одной смены - 0,43, для двух смен - 0,60

2. Нормативами предусмотрено 20% на выполнение станочных работ.

УП. Обслуживание и ремонт электрооборудования

Таблица 51

Обслуживание дизельных электростанций

Электростанция	Количество работающих дизелей	Нормативы численности на одну смену	Номер норматива
Передвижная	I	I	I
Стационарная	I	I	2
	2-4	2	3
	5 и более	3	4

Таблица 52

Обслуживание электрических подстанций

Подстанции	Нормативы численности на одну смену	Номер норматива
Подстанции 110/35/6 кв и 35/6 кв		
нетелемеханизированные	I	I
телемеханизированные	0,5	2

Таблица 53

Обслуживание электрооборудования установок комплексной подготовки нефти

Выполняемая работа	Нормативы численности на одну смену	Номер норматива
Обслуживание электрооборудования одной установки комплексной подготовки нефти	I	I

Таблица 54

Строительство и демонтаж линий электропередач, кабельных линий, линий связи и трансформаторных подстанций

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложениях 32, 33.

Выполняемая работа	Единица измерения	Норматив численности на ед. измерения	Номер норматива
1	2	3	4
Строительство ЛЭП без изготовления и сборки опор, траверс, наголовников с копкой ям под опоры бурмашиной			
а) на металлических опорах	км	0,050	I
б) на железобетонных опорах	км	0,051	2
в) на деревянных опорах	км	0,044	3
Изготовление и сборка опор, траверс, наголовников для ЛЭП 6 кВ:			
а) на металлических опорах	км	0,044	4
б) на деревянных опорах	км	0,018	5
Демонтаж ЛЭП 6 кВ:			
а) на металлических опорах	км	0,017	6
б) на железобетонных опорах	км	0,020	7
в) на деревянных опорах	км	0,028	8
Строительство линий связи с копкой ям под опоры бурмашиной	км	0,017	9
Демонтаж линий связи	км	0,007	I0
Строительство кабельных линий 6 кВ и 0,4 кВ с производством земляных работ:			
а) механизированным способом	км	0,332	II
б) вручную	км	0,781	I2
Демонтаж кабельных линий	км	0,293	I3
Монтаж трансформаторной подстанции			
а) передвижной (на санях)	I подст.	0,083	I4
б) мачтовой (на деревянных опорах)	То же	0,058	I5
в) закрытого типа и встроенной в производственное здание	- " -	0,043	I6
Демонтаж передвижной и мачтовой трансформаторной подстанции	- " -	0,005	I7

Таблица 55

Ремонт электродвигателей

Основные показатели системы планового ремонта электродвигателей приводятся в приложении 34.

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт одного электродвигателя при круглосуточной работе						Номер норматива
	всего	в том числе по видам ремонтов					
		капитальный			текущий		
	(гр.4+гр.6)	с полной перемоткой обмотки		без перемотки обмотки	в условиях действующих производственных помещений (цехов)		
		в условиях специализированного предприятия	в условиях мастерских	в условиях действующих производственных помещений (цехов)			
I	2	3	4	5	6		7
I. Объекты и установки общего назначения							
Электродвигатели ремонтных мастерских асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт:							
до I	0,0008	0,0004	0,0005	0,0002	0,0003		I
3	0,0008	0,0005	0,0005	0,0002	0,0003		2
5	0,0009	0,0005	0,0006	0,0002	0,0003		3
I0	0,00II	0,0006	0,0007	0,0003	0,0004		4
20	0,00I2	0,0007	0,0008	0,0003	0,0004		5
40	0,00I4	0,0009	0,00I0	0,0003	0,0004		6
60	0,00I6	0,00I0	0,00II	0,0004	0,0005		7
	а	б	в	г	д		

Продолжение табл. 55

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт одного электродвигателя при круглосуточной работе						Номер норматива
	всего (гр.4+гр.6)	в том числе по видам ремонтов					
		капитальный				текущий	
		с полной перемоткой обмотки		без перемотки обмотки		в условиях действующих производственных помещений (цехов)	
		в условиях специализированного предприятия	в условиях мастерских	в условиях действующих производственных помещений (цехов)			
I	2	3	4	5		6	7
Электродвигатели бытовых и технологических котельных асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ							
а) в обычном исполнении, мощностью кВт:							
до I	0,002I	0,00I3	0,00I6	0,0006		0,0005	8
3	0,0022	0,00I5	0,00I7	0,0007		0,0005	9
5	0,0025	0,00I7	0,00I9	0,0007		0,0006	I0
I0	0,0030	0,0020	0,0023	0,0008		0,0007	II
20	0,0033	0,0022	0,0026	0,0009		0,0007	I2
40	0,0040	0,0027	0,0032	0,00II		0,0008	I3
60	0,0045	0,003I	0,0036	0,00I3		0,0009	I4
80	0,005I	0,0035	0,004I	0,00I4		0,00I0	I5
б) взрывозащищенного исполнения мощностью, кВт:							

до I	0,0027	0,00I7	0,002I	0,0008	0,0006	I6
3	0,0028	0,0020	0,0022	0,0008	0,0006	I7
5	0,0032	0,0022	0,0025	0,0009	0,0007	I8
I0	0,0039	0,0026	0,0030	0,00II	0,0009	I9
20	0,0043	0,0029	0,0034	0,00I2	0,0009	20
40	0,005I	0,0036	0,004I	0,00I4	0,00I0	2I
60	0,0059	0,0040	0,0047	0,00I7	0,00I2	22
80	0,0067	0,0046	0,0054	0,00I9	0,00I3	23
II. Насосные станции для заводнения нефтяных пластов, насосных станций I,II водоподъемов, насосные станции промыслового и хозяйственно-питьевого водоснабжения						
Электродвигатели синхронные напряжением 6(I0) кВ, мощностью, кВт:						
до I80	0,0243	0,0097	0,0I4I	0,0I2I	0,0I02	24
300	0,0289	0,0II3	0,0I63	0,0I37	0,0I26	25
450	0,0362	0,0I33	0,0I94	0,0I57	0,0I68	26
600	0,04I6	0,0I47	0,02I4	0,0I73	0,0202	27
750	0,0495	0,0I67	0,0244	0,0I94	0,025I	28
I000	0,0570	0,0I8I	0,0268	0,02I4	0,0302	29
2000	0,0765	0,0228	0,0335	0,0264	0,0430	30
Электродвигатели асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 6(I0) кВ, мощностью, кВт:						
I80	0,0I57	0,008I	0,0II8	0,0I0I	0,0039	3I
300	0,0I84	0,0094	0,0I36	0,0II4	0,0048	32
450	0,0225	0,0III	0,0I6I	0,0I3I	0,0064	33
600	0,0254	0,0I23	0,0I78	0,0I44	0,0076	34
750	0,0298	0,0I39	0,0203	0,0I6I	0,0095	35
	а	б	в	г	д	

Продолжение табл. 55

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт одного электродвигателя при круглосуточной работе						Номер норматива
	всего (гр.4+гр.6)	в том числе по видам ремонтов					
		капитальный			текущий		
		с полной перемоткой обмотки		без перемотки обмотки			
		в условиях специализированного предприятия	в условиях мастерских	в условиях действующих производственных помещений (цехов)	в условиях действующих производственных помещений (цехов)		
I	2	3	4	5	6		7
I000	0,0337	0,0I5I	0,0223	0,0I78	0,0II4		36
2000	0,0442	0,0I90	0,0279	0,0220	0,0I63		37
Электродвигатели асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ в обычном исполнении, мощностью, кВт:							
до I	0,00I6	0,00II	0,00I3	0,0005	0,0005		38
3	0,00I9	0,00I3	0,00I4	0,0005	0,0005		39
5	0,0022	0,00I4	0,00I6	0,0005	0,0006		40
I0	0,0026	0,00I7	0,00I9	0,0007	0,0007		4I
20	0,0030	0,00I8	0,0022	0,0008	0,0008		42
40	0,0034	0,0023	0,0026	0,0009	0,0008		43
60	0,0040	0,0026	0,0030	0,00II	0,00I0		44
80	0,0044	0,0029	0,0034	0,00I2	0,00I0		45
I00	0,0049	0,0032	0,0038	0,00I4	0,00I1		46

I80	0,0074	0,0038	0,0056	0,0048	0,00I8	47
300	0,0088	0,0045	0,0065	0,0054	0,0023	48
Электродвигатели асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ взрывозащищенного исполнения, мощностью, кВт:						
до I	0,0023	0,00I4	0,00I7	0,0006	0,0006	49
3	0,0026	0,00I6	0,00I9	0,0007	0,0007	50
5	0,0028	0,00I8	0,0020	0,0008	0,0008	5I
I0	0,0034	0,0022	0,0025	0,0009	0,0009	52
20	0,0038	0,0024	0,0028	0,00I0	0,00I0	53
40	0,0045	0,0030	0,0034	0,00I2	0,00II	54
60	0,005I	0,0033	0,0039	0,00I4	0,00I2	55
80	0,0058	0,0038	0,0044	0,00I6	0,00I4	56
I00	0,0063	0,0042	0,0049	0,00I8	0,00I4	57
I80	0,0097	0,0050	0,0073	0,0062	0,0024	58
300	0,0II4	0,0058	0,0084	0,0070	0,0030	59
Ш. Станки-качалки, установки подготовки нефти, центральный товарный парк, комплексный сборный пункт, компрессорные станции попутного нефтяного газа, газлифтные компрессорные станции, замерные установки, технологические котельные						
Электродвигатели станков-качалок асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ закрытого исполнения, мощностью, кВт:						
до I0	0,0062	0,0050	0,0058	0,0020	0,0004	60
20	0,0069	0,0055	0,0065	0,0023	0,0004	6I
40	0,0084	0,0068	0,0079	0,0028	0,0005	62
60	0,0097	0,0077	0,009I	0,0032	0,0006	63
	а	б	в	г	д	

Продолжение табл. 55

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт одного электродвигателя при круглосуточной работе: всего (гр.4+гр.6)	в том числе по видам ремонтов: капитальный с полной перемоткой обмотки: в условиях специализированного предприятия	капитальный с полной перемоткой обмотки: в условиях мастерских	капитальный без перемотки обмотки: в условиях действующих производственных помещений (цехов)	текущий: в условиях действующих производственных помещений (цехов)	Номер норматива
1	2	3	4	5	6	7
Электродвигатели насосов по перекачке нефти асинхронные с короткозамкнутым ротором взрывозащищенного исполнения.						
а) напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт:						
до 60	0,0074	0,0040	0,0047	0,0017	0,0027	64
80	0,0083	0,0046	0,0054	0,0019	0,0029	65
100	0,0090	0,0050	0,0059	0,0021	0,0031	66
180	0,0139	0,0060	0,0087	0,0075	0,0052	67
300	0,0127	0,0054	0,0078	0,0065	0,0049	68
б) напряжением 6(10) кВ, мощностью, кВт:						
до 300	0,0347	0,0147	0,0213	0,0178	0,0134	69
450	0,0437	0,0173	0,0252	0,0204	0,0179	70
600	0,0493	0,0191	0,0278	0,0225	0,0215	71
750	0,0584	0,0218	0,0318	0,0251	0,0266	72

1000	0,0669	0,0236	0,0348	0,0278	0,032I	73
2000	0,0893	0,0296	0,0435	0,0343	0,0458	74
Электродвигатели насосов по перекачке нефти синхронные взрывозащищенного исполнения напряжением 6(10) кВ, мощностью, кВт:						
300	0,04I7	0,0I76	0,0256	0,02I3	0,0I6I	75
450	0,05I7	0,0208	0,0302	0,0245	0,02I5	76
600	0,059I	0,0230	0,0333	0,0270	0,0258	77
750	0,0700	0,026I	0,038I	0,0302	0,03I9	78
1000	0,0803	0,0283	0,04I8	0,0333	0,0385	79
2000	0,I07I	0,0355	0,0522	0,04I2	0,0549	80
Электродвигатели компрессорных станций попутного нефтяного газа асинхронные с короткозамкнутым ротором взрывозащищенного исполнения						
а) напряжением 0,4 кВ,мощностью, кВт:						
до I80	0,026I	0,0I50	0,02I8	0,0I87	0,0043	8I
300	0,0306	0,0I75	0,0253	0,02I2	0,0053	82
б) напряжением 6(10) кВ, мощностью, кВт:						
450	0,0778	0,0432	0,0629	0,05II	0,0I49	83
600	0,0873	0,0478	0,0694	0,0564	0,0I79	84
750	0,I0I5	0,0544	0,0793	0,0629	0,0222	85
1000	0,II39	0,0590	0,0872	0,0695	0,0267	86
2000	0,I469	0,0740	0,I088	0,0858	0,038I	87
	а	б	в	г	д	

Продолжение табл. 55

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт одного электродвигателя при круглосуточной работе						Номер норматива
	всего (гр.4+гр.6)	в том числе по видам ремонтов					
		капитальный				текущий	
		с полной перемоткой обмотки		без перемотки обмотки		в условиях действующих производственных помещений (цехов)	
		в условиях специализированного предприятия	в условиях мастерских	в условиях действующих производственных помещений (цехов)			
I	2	3	4	5		6	7
Электродвигатели компрессорных станций попутного нефтяного газа синхронные с короткозамкнутым ротором взрывозащищенного исполнения							
а) напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт:							
до 180	0,0314	0,0180	0,0262	0,0225		0,0052	88
300	0,0367	0,0210	0,0303	0,0255		0,0064	89
б) напряжением 6(10) кВ, мощностью, кВт							
450	0,0934	0,0519	0,0755	0,0613		0,0179	90
600	0,1048	0,0574	0,0833	0,0676		0,0215	91
750	0,1218	0,0653	0,0952	0,0755		0,0266	92
1000	0,1367	0,0708	0,1046	0,0833		0,0321	93
2000	0,1763	0,0889	0,1305	0,1030		0,0458	94

Электродвигатели газлифтных компрессорных станций напряжением 6(I0) кВ, взрывозащищенного исполнения						
а) асинхронные, мощностью, кВт:						
до 5000	0,2224	0,0568	0,0830	0,0633	0,I394	95
8000	0,2647	0,06I5	0,09I7	0,0668	0,I730	96
б) синхронные, мощностью, кВт:						
до 5000	0,2668	0,068I	0,0996	0,0760	0,I672	97
8000	0,3I77	0,0739	0,II0I	0,0802	0,2076	98
Электродвигатели приточных и вытяжных систем вентиляции асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ						
а) в обычном исполнении, мощностью, кВт:						
до I	0,002I	0,00I3	0,00I6	0,0006	0,0005	99
3	0,0022	0,00I5	0,00I7	0,0006	0,0005	I00
5	0,0025	0,00I7	0,00I9	0,0007	0,0006	I0I
I0	0,0030	0,0020	0,0023	0,0008	0,0007	I02
б) взрывозащищенного исполнения, мощностью, кВт:						
до I	0,0026	0,00I7	0,0020	0,0008	0,0006	I03
3	0,0029	0,0020	0,0022	0,0008	0,0007	I04
5	0,0032	0,0022	0,0025	0,0009	0,0007	I05
I0	0,0039	0,0026	0,0030	0,00II	0,0009	I06
	а	б	в	г	д	

Продолжение табл. 55

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт одного электродвигателя при круглосуточной работе						Номер норматива
	всего (гр.4+гр.6)	в том числе по видам ремонтов					
		капитальный				текущий	
		с полной перемоткой обмотки		без перемотки обмотки		в условиях действующих производственных помещений (цехов)	
		в условиях специализированного предприятия	в условиях мастерских	в условиях действующих производственных помещений (цехов)			
I	2	3	4	5		6	7
Электродвигатели задвижек асинхронные с короткозамкнутым ротором взрывозащищенного исполнения напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт:							
до I	0,0023	0,0014	0,0017	0,0007		0,0006	I07
3	0,0025	0,0017	0,0019	0,0007		0,0006	I08
5	0,0029	0,0018	0,002I	0,0008		0,0008	I09
I0	0,0034	0,0022	0,0025	0,0009		0,0009	II0
Автоматы для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб АПР-2ВБ, ключ механический универсальный КМУ, электрокабеленаматыватель (мехкатушка)							
Электродвигатель асинхронный с короткозамкнутым ротором взрывозащищенного исполнения напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт:							
до I	0,0062	0,0044	0,005I	0,0020		0,00II	III
3	0,0068	0,0050	0,0056	0,002I		0,00I2	II2

5	0,0076	0,0055	0,0062	0,0023	0,0014	II3
I0	0,0092	0,0065	0,0075	0,0025	0,0017	II4
	а	б	в	г	д	

Примечания: I. В нормативах предусмотрено I0% на выполнение станочных работ для всех видов ремонтов, в таком же объеме учтены и прочие работы (сварочные, кузнечные, малярные).

2. При работе оборудования в одну смену к нормативам численности применяется коэффициент 0,43, для двух смен – 0,60.

3. Нормативная численность на техническое обслуживание электродвигателей устанавливается в размере I0% от нормативной численности на текущий ремонт.

Таблица 56

Ремонт силовых трансформаторов

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 35.

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт одного трансформатора при круглосуточной работе			Номер норматива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов		
		капитальный	текущий	
I	2	3	4	5
Трансформаторы силовые маслонаполненные двухобмоточные типа ТМ				
напряжением до I0 кВ, мощностью, кВа				
до I0	0,0060	0,0043	0,0017	I
25	0,0067	0,0048	0,0019	2
40	0,0075	0,0055	0,0020	3
63	0,0082	0,0060	0,0022	4
I00	0,0094	0,0070	0,0024	5
I60	0,0I2I	0,0088	0,0033	6
250	0,0I44	0,0I07	0,0037	7
400	0,0203	0,0I47	0,0056	8
630	0,0243	0,0I84	0,0059	9
I000	0,0287	0,02II	0,0076	I0
I600, 2500	0,0320	0,0222	0,0098	II
4000	0,0359	0,0253	0,0I06	I2
Трансформаторы силовые маслонаполненные двухобмоточные напряжением 35/6 кВ, типов:				
ТМ 4000/35	0,0372	0,0264	0,0I08	I3
ТМ 6300/35	0,0408	0,0292	0,0II6	I4
ТД I0000/35	0,0597	0,0435	0,0I62	I5
ТДНС I5000/35	0,0704	0,05I6	0,0I88	I6
ТДН 20000/35	0,0845	0,0640	0,0205	I7
ТРДН 32000/35	0,I0I2	0,0703	0,0309	I8
	а	б	в	

Продолжение табл. 56

1	2	3	4	5
Трасформаторы силовые маслонаполненные двухобмоточные, напряжением 110/6 кВ типов:				
ТДН 31500/110	0,0897	0,0638	0,0259	19
ТД-40000/110	0,1015	0,0691	0,0324	20
ТД НГ 60000/110, 63000/110	0,1124	0,0788	0,0336	21
Трансформаторы силовые маслонаполненные трехобмоточные напряжением 110/35/6 кВ типов:				
ТРДН, ТДТН-40000/110	0,1019	0,0699	0,0320	22
ТДТНГЭ-60000/110,63000/110	0,1182	0,0775	0,0407	23
ТДЦНГУ-80000/110	0,1348	0,0898	0,0450	24
Трансформаторы силовые типа ТМЗ, напряжением до 10 кВ, мощностью, кВа				
630	0,0243	0,0184	0,0059	25
1000	0,0287	0,0211	0,0076	26
1600	0,0320	0,0222	0,0098	27
Трансформаторы однофазные сухие типов:				
ОСО мощностью 0,25 кВа	0,0010	0,0005	0,0005	28
ОСВ мощностью 0,25-3 кВа	0,0010	0,0005	0,0005	29
ОСО-04 мощностью 0,20-5 кВа	0,0014	0,0007	0,0007	30
ТВС-2 мощностью 1 кВа	0,0018	0,0009	0,0009	31
ТПД мощностью 0,05-0,25 кВа	0,0018	0,0009	0,0009	32
ТС мощностью 2,5 кВа	0,0029	0,0015	0,0014	33
Трансформаторы трехфазные сухие типов:				
ТС-40	0,0064	0,0042	0,0022	34
ТС-180	0,0113	0,0076	0,0037	35
ТСЗ-4-10	0,0054	0,0037	0,0017	36
ТСЗ-15-22	0,0060	0,0041	0,0019	37
ТСЗ-35-50	0,0068	0,0046	0,0022	38
ТСЗ-100	0,0105	0,0071	0,0034	39
ТСЗ-701	0,0214	0,0145	0,0069	40
ТСВ-4-10	0,0054	0,0037	0,0017	41
ТСЗВ-360	0,0179	0,0121	0,0058	42
Трансформатор местного освещения типа ЯТП мощностью 0,25 кВа напряжением 36 В	0,0011	0,0006	0,0005	43
	а	б	в	

Примечания: I. При работе оборудования в одну или две смены к нормативам численности применяются коэффициенты:

для одной смены - 0,43; для двух смен - 0,60.

2. Нормативами предусмотрено I0% на выполнение станочных работ для всех видов ремонта.

3. Нормативная численность на техническое обслуживание силовых трансформаторов устанавливается в размере I0% от нормативной численности на текущий ремонт.

Таблица 57

Ремонт электрических аппаратов высокого напряжения

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 36.

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе			Номер норматива
	всего	в том числе по видам ремонтов		
		капитальный	текущий	
I	2	3	4	5
Трансформаторы тока напряжением				
до II0 кВ				
ТФНД-II0м	0,0037	0,002I	0,00I6	I
до 35 кВ				
ТФНД-35м, ТФНР-35, ТФН-35	0,0023	0,00I2	0,00II	2
до I0 кВ				
ТПОЛ-I0, ТПФ-6, ТПФМ-I0, ТПЛ-I0, ТК-4, ТК(О-49)	0,00I4	-	0,00I4	3
Трансформаторы тока напряжением				
до II0 кВ				
НКФ-II0	0,0042	0,0027	0,00I5	4
до 35 кВ				
НОМ-35	0,0024	0,00I3	0,00II	5
до I0 кВ				
НОМ-6	0,0005	0,0003	0,0002	6
	а	б	в	

Продолжение табл. 57

I	2	3	4	5
НОМ-10	0,0007	0,0004	0,0003	7
НТМК-6	0,0012	0,0006	0,0006	8
НТМИ-6	0,0020	0,0008	0,0012	9
НТМК-10	0,0012	0,0006	0,0006	10
НТМИ-10	0,0023	0,0009	0,0014	11
Реакторы сухие	0,0053	0,0036	0,0017	12
Реакторы маслонаполненные	0,0129	0,0081	0,0048	13
Выключатели масляные напряжением:				
до 110 кВ				
МКП-110, МКП-110М, У-110	0,0171	0,0107	0,0064	14
ВМК-110, ВМК-110М	0,0154	0,0090	0,0064	15
МГ-110	0,0129	0,0070	0,0059	16
ММО-110	0,0227	0,0130	0,0097	17
до 35 кВ				
ВМП-16, ВМП-14	0,0029	0,0011	0,0018	18
ВМК-35Э	0,0047	0,0022	0,0025	19
ВМ-16, ВМ-14	0,0029	0,0011	0,0018	20
МКП-35	0,0057	0,0027	0,0030	21
ВМ-23, ВМ-22	0,0031	0,0013	0,0018	22
ВМ-35, ВМД-35, ВТ-35,	0,0053	0,0023	0,0030	23
ВТД-35, С-35	0,0053	0,0023	0,0030	24
ВМП-35П, ВМПЭ-35	0,0044	0,0019	0,0025	25
до 10 кВ				
ВМГ-10	0,0041	0,0027	0,0014	26
ВМП-10, ВМП-10П, ВМП-10К, ВММ-10, ВМПП-10	0,0055	0,0039	0,0016	27
ВГ-10	0,0040	0,0027	0,0013	28
ВМ-10	0,0037	0,0023	0,0014	29
МГГ-10	0,0072	0,0052	0,0020	30
ВМБ-10	0,0037	0,0023	0,0014	31
Выключатели воздушные:				
ВВН-35	0,0192	0,0120	0,0072	32
ВВН-35-2	0,0180	0,0108	0,0072	33
Разъединители, напряжением:				
до 110 кВ				
РДН-110	0,0078	0,0056	0,0022	34
	а	б	в	

Продолжение табл. 57

I	2	3	4	5
РЛНД-IIO, РНДЗ-IIO	0,0066	0;0048	0,0018	35
РОНЗ-IIO	0,0078	0,0054	0,0024	36
до 35 кВ				
РЛН-35	0,0053	0,0037	0,0016	37
РЛНД-35, РНДЗ-35	0,0043	0,0029	0,0014	38
до IO кВ				
РЛН-6, РЛН-IO	0,0025	0,0014	0,0011	39
РВФ	0,0013	0,0009	0,0004	40
РЛНД-6, РЛНД-IO	0,0024	0,0013	0,0011	41
РВЛ-III	0,0007	0,0004	0,0003	42
РВ	0,0011	0,0007	0,0004	43
Отделители напряжением:				
до IIO кВ				
ОД-IIOМ, ОДЗ-IIOМ	0,0075	0,0056	0,0019	44
до 35 кВ				
ОД-35, ОДЗ-35	0,0049	0,0036	0,0013	45
Короткозамыкатели напряжением:				
до IIO кВ				
КЗ-IIO, КЗ-IIOМ	0,0031	0,0019	0,0012	46
до 35 кВ				
КЗ-35	0,0035	0,0023	0,0012	47
Заземлители				
ЗОН-IIOМ, ЗОН-IIOУ	0,0019	0,0011	0,0008	48
Разрядник трубчатый типа РТВ	0,0007	0,0005	0,0002	49
Разрядник вентильный типов				
РИВ-6	0,0007	0,0004	0,0003	50
РВС-35	0,0014	0,0008	0,0006	51
Предохранители серии ПК, ПКТ,	0,0010	-	0,0010	52
ПН, ПР, НПН	0,0002	-	0,0002	53
	а	б	в	

Примечания: I. При работе оборудования в одну или две смены к нормативам численности применяются коэффициенты:

для одной смены - 0,43 для двух смен - 0,60.

2. Для трансформаторов тока 35-IIO кВ предусмотрена замена верхнего блока, при замене нижнего или среднего блоков к нормативу численности применяется коэффициент - I,6.

3. Нормативная численность на техническое обслуживание оборудования устанавливается в размере 10% от нормативной численности на текущий ремонт.

Таблица 58

Ремонт электрических аппаратов напряжением до 1000 В

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 37.

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе			Номер норматива
	всего	в том числе по видам ремонтов		
		капитальный	текущий	
1	2	3	4	5
Рубильники с центральной рукояткой на номинальный ток, А:				
до 400	0,0003	-	0,0003	1
600	0,0006	0,0003	0,0003	2
800	0,0008	0,0004	0,0004	3
1000	0,0010	0,0005	0,0005	4
1500	0,0014	0,0007	0,0007	5
Переключатели с центральной рукояткой на номинальный ток, А:				
до 200	0,0003	-	0,0003	6
400	0,0004	-	0,0004	7
600	0,0008	0,0006	0,0006	8
Выключатели автоматические воздушные универсальные с рычажным и электромагнитным приводом на номинальный ток, А:				
до 400	0,0011	-	0,0011	9
600	0,0027	0,0014	0,0013	10
800	0,0036	0,0019	0,0017	11
1000	0,0047	0,0025	0,0022	12
1500	0,0074	0,0045	0,0029	13
	а	б	в	

Продолжение табл. 58

I	2	3	4	5
Выключатели автоматические воздушные универсальные с рычажным и электродвигательным приводом на номинальный ток, А:				
до 400	0,0072	0,0036	0,0036	I4
800	0,0098	0,0048	0,0050	I5
I000	0,0II8	0,0060	0,0058	I6
I500	0,0I44	0,0072	0,0072	I7
Выключатели автоматические установочные трехфазные на номинальный ток, А:				
до 200	0,00I0	-	0,00I0	I8
400	0,00I4	-	0,00I4	I9
600	0,0029	0,00I4	0,00I4	20
Пускатели магнитные нереверсивные для электродвигателей мощностью,кВт:				
до I7	0,0006	-	0,0006	2I
30	0,002I	0,00I3	0,0008	22
55	0,0026	0,00I6	0,00I0	23
75	0,0033	0,00I9	0,00I3	24
Контакторы постоянного тока на номинальный ток, А:				
до I50	0,00I0	-	0,00I0	25
350	0,00I3	-	0,00I3	26
600	0,0040	0,0024	0,00I6	27
Контакторы электромагнитные воздушные на номинальный ток, А:				
до I60	0,0008	-	0,0008	28
400	0,00II	-	0,00II	29
630	0,0036	0,0022	0,00I4	30
Контакторы переменного тока на номинальный ток, А:				
до I50	0,00I3	-	0,00I3	3I
300	0,00I6	-	0,00I6	32
600	0,0048	0,0029	0,00I9	33
Пакетные выключатели на номинальный ток, А:				
до I00	0,0029	-	0,0029	34
	а	б	в	

Продолжение табл. 58

I	2	3	4	5
250	0,0038	-	0,0038	35
400	0,0058	-	0,0058	36
Пакетные переключатели на номинальный ток, А:				
до 63	0,0029	-	0,0029	37
I00	0,0038	-	0,0038	38
250	0,0058	-	0,0058	39
400	0,0077	-	0,0077	40
Командоаппараты кулачковые регулируемые с числом рабочих цепей:				
до 6	0,0050	0,00II	0,0039	4I
8	0,0083	0,00I7	0,0066	42
I6	0,0265	0,0054	0,02II	43
24	0,0300	0,0062	0,0238	44
Командоаппараты кулачковые нерегулируемые с числом рабочих цепей:				
до 6	0,0033	0,0007	0,0026	45
I0	0,0050	0,00II	0,0039	46
I3	0,0069	0,00I4	0,0055	47
Контроллеры кулачковые постоянного и переменного тока с сопротивлением для электродвигателей мощностью, кВт:				
до 25	0,0084	0,00I8	0,0066	48
45	0,0099	0,0020	0,0079	49
65	0,0II4	0,0022	0,0092	50
80	0,0I3I	0,0025	0,0I06	5I
II0	0,0I36	0,0030	0,0I06	52
Контроллеры магнитные крановые переменного тока для управления одним двигателем мощностью, кВт:				
6-36	0,0I68	0,0036	0,0I32	53
20-I00	0,0233	0,0048	0,0I85	54
Командоконтроллеры с количеством цепей:				
6	0,0049	0,00I0	0,0039	55
I2	0,0066	0,00I3	0,0053	56
	а	б	в	

Продолжение табл. 58

I	2	3	4	5
Универсальные ключи и переключатели с числом секций:				
4	0,0008	-	0,0008	57
8	0,0008	-	0,0008	58
I2	0,00I5	-	0,00I5	59
I6	0,00I9	-	0,00I9	60
Кнопки управления (на I0 шт) с числом кнопок:				
2	0,00I0	-	0,00I0	6I
3	0,00I4	-	0,00I4	62
Реостаты пусковые масляные для двигателей мощностью, кВт:				
500-700	0,0595	0,0I20	0,0475	63
Реостаты возбуждения для генераторов низкого напряжения и зарядных генераторов, мощностью, кВт:				
300	0,0I34	0,0029	0,0I05	64
550	0,0I68	0,0036	0,0I32	65
840	0,020I	0,0043	0,0I58	66
Муфты электромагнитные с передаваемым моментом, Н/м:				
I000	0,0048	0,00I4	0,0034	67
I600	0,0069	0,00I9	0,0050	68
Муфты электромагнитные для дистанционного управления с моментом сцепления, Н/м:				
I,5-62	0,0048	0,00I4	0,0034	69
98-244	0,0052	0,00I7	0,0035	70
890-I570	0,0067	0,0022	0,0045	7I
Электромагниты тормозные переменного тока с тяговым усилием, Н:				
350	0,0096	0,0029	0,0067	72
700	0,0I42	0,004I	0,0I0I	73
II50	0,0I94	0,0060	0,0I34	74
I400	0,0257	0,0072	0,0I85	75
Пункты распределительные силовые с числом установочных трехфазных автоматических выключателей, шт:				
4	0,0048	0,00I6	0,0032	76
	а	б	в	

Продолжение табл. 58

I	2	3	4	5
6	0,0064	0,0024	0,0040	77
8	0,0088	0,0032	0,0056	78
I0	0,0I04	0,0040	0,0064	79
I2	0,0I28	0,0048	0,0080	80
Щитки осветительные распределительные с числом автоматических выключателей, шт:				
4	0,003I	0,00II	0,0020	8I
8	0,0038	0,00I4	0,0024	82
I6	0,0052	0,0020	0,0032	83
20	0,0068	0,0024	0,0044	84
30	0,0080	0,0028	0,0052	85
Приводы с магнитным усилителем трехфазные на номинальную мощность, кВт:				
до I,5	0,0259	0,0048	0,02II	86
Электроосветительная арматура (I0 светильников) в нормальных помещениях				
с одной лампой накаливания	0,0006	-	0,0006	87
с люминесцентными лампами с числом ламп до двух	0,0007	-	0,0007	88
то же с числом ламп четыре и более	0,00I0	-	0,00I0	89
во взрывоопасном исполнении	0,0062	0,0048	0,00I4	90
Электроосветительная арматура (I0 светильников) наружной установки				
с одной лампой накаливания	0,00I2	-	0,00I2	9I
с люминесцентными лампами с числом ламп до двух	0,00I4	-	0,00I4	92
то же с числом ламп четыре и более	0,00I9	-	0,00I9	93
	а	б	в	

Примечания: I. При работе оборудования в одну или две смены к нормативам численности применяются коэффициенты:

для одной смены - 0,43 для двух смен - 0,60.

2. Нормативами предусмотрено I0% на выполнение станочных работ для всех видов ремонта.

3. Нормативная численность на техническое обслуживание устанавливается в размере 10% от нормативной численности на текущий ремонт.

Таблица 59

Ремонт трансформаторных подстанций и распределительных устройств 6-10 кВ

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 38.

Техническая характеристика	Нормативы численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе			Номер норматива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов		
		капитальный	текущий	
I	2	3	4	5
I. Распределительные устройства типа КСО-2УМ				
Ячейка ввода 6 кВ	0,015	0,011	0,004	I
Ячейка трансформатора напряжения-разрядника	0,012	0,008	0,004	2
Ячейка промысловой нагрузки	0,015	0,011	0,004	3
Ячейка статических конденсаторов	0,012	0,009	0,003	4
Ячейка трансформатора собственных нужд	0,011	0,008	0,003	5
Ячейка двигателя 6 кВ	0,015	0,011	0,004	6
2. Комплектные трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ				
Типа КТП-67 с трансформаторами мощностью, кВа:				
25	0,0310	0,0180	0,0130	7
40	0,0318	0,0187	0,0131	8
63	0,0325	0,0192	0,0133	9
100	0,0337	0,0202	0,0135	10
160	0,0364	0,0220	0,0144	11
Типа РТКЕ и РТКN (польские) с трансформаторами мощностью, кВа:				
25	0,0310	0,0180	0,0130	12
40	0,0316	0,0187	0,0131	13
	а	б	в	

Продолжение табл. 59

I	2	3	4	5
63	0,0325	0,0192	0,0133	14
100	0,0337	0,0202	0,0135	15
160	0,0364	00,0220	0,0144	16
250	0,0387	0,0239	0,0148	17
Типа КТПН-400 с трансформаторами мощностью, кВа:				
160	0,0358	0,0181	0,0177	18
250	0,0381	0,0200	0,0181	19
400	0,0440	0,0240	0,0200	20
Типа КТПШН-82 для погружного оборудования с трансформаторами мощностью, кВа:				
63	0,0237	0,0139	0,0098	21
100	0,0249	0,0149	0,0100	22
160	0,0276	0,0167	0,0109	23
250	0,0299	0,0186	0,0113	24
400	0,0358	0,0226	0,0132	25
3. Передвижные чехословацкие подстанции 35/6 кВ на 4 отходящие линии				
На подстанцию	0,051	0,037	0,014	26
4. Подстанция комплектная типа ШМП				
На подстанцию	0,015	0,011	0,004	27
5. Подстанции комплектные типа ШМБ				
Промысловые трансформаторные подстанции	0,016	0,012	0,004	28
6. Столбовые (мачтовые) трансформаторные подстанции				
На подстанцию	0,004	0,003	0,001	29
7. Станция управления скважинами, оборудованными электропогружными насосами				
На станцию	0,021	0,015	0,006	30
8. Станция управления глубиннонасосными скважинами				
На станцию	0,013	0,006	0,007	31
	а	б	в	

Таблица 60

Ремонт электрических сетей, линий связи и заземляющих устройств

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 39.

Наименование линий	Нормативы численности на единицу измерения			Номер норматива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов		
		капитальный	текущий	
I	2	3	4	5
Кабельные линии напряжением до I0 кВ, проложенные в земле, на I000 м, сечением, мм²:				
I6-35	0,0062	0,0048	0,00I4	I
50-70	0,0094	0,0072	0,0022	2
95-I20	0,0II2	0,0086	0,0026	3
I50-I85	0,0I50	0,0II5	0,0035	4
240	0,0200	0,0I54	0,0046	5
Кабельные линии напряжением до I0 кВ, проложенные по кирпичным и бетонным основаниям, на I000 м, сечением, мм²				
I6-35	0,0386	0,0058	0,0328	6
50-70	0,0638	0,009I	0,0547	7
95-I20	0,0744	0,0I06	0,0638	8
I50-I85	0,0965	0,0I44	0,082I	9
240	0,I287	0,0I92	0,I095	I0
Кабельные линии напряжением до I0кВ, проложенные в непроходных каналах и трубах, на I000 м, сечением, мм²:				
I6-35	0,0I00	0,0077	0,0023	II
50-70	0,0I50	0,0II5	0,0035	I2
95-I20	0,0I82	0,0I39	0,0043	I3
I50-I85	0,0235	0,0I82	0,0053	I4
240	0,03I2	0,0240	0,0072	I5
Внутрицеховые силовые сети, проложенные в трубах в чистых и сухих помещениях, на I00 м провода, с затягиванием одного провода, сечением, мм²:				
I,5-6	0,0006	0,0002	0,0004	I6
	а	б	в	

Продолжение табл. 60

I	2	3	4	5
10-16	0,0008	0,0003	0,0005	17
25-35	0,0011	0,0004	0,0007	18
50-70	0,0014	0,0006	0,0008	19
95-120	0,0017	0,0007	0,0010	20
То же, с затягиванием двух проводов, сечением, мм²:				
1,5-6	0,0007	0,0001	0,0006	21
10-16	0,0011	0,0004	0,0007	22
25-35	0,0014	0,0006	0,0008	23
50-70	0,0020	0,0008	0,0012	24
95-120	0,0025	0,0010	0,0015	25
То же, с затягиванием трех проводов, сечением, мм²:				
1,5-6	0,0012	0,0012	0,0007	26
10-16	0,0014	0,0006	0,0008	27
25-35	0,0017	0,0007	0,0010	28
50-70	0,0026	0,0010	0,0016	29
95-120	0,0033	0,0013	0,0020	30
То же, с затягиванием четырех проводов, сечением, мм²:				
1,5-6	0,0016	0,0006	0,0010	31
10-16	0,0019	0,0007	0,0012	32
25-35	0,0023	0,0009	0,0014	33
50-70	0,0031	0,0013	0,0018	34
95-120	0,0040	0,0016	0,0024	35
Внутрицеховые силовые сети, проложенные в трубах в помещениях с повышенной опасностью, на 100 м провода, с затягиванием одного провода, сечением, мм²:				
1,5-6	0,0013	0,0005	0,0008	36
10-16	0,0016	0,0006	0,0010	37
25-35	0,0023	0,0009	0,0014	38
50-70	0,0028	0,0011	0,0017	39
95-120	0,0034	0,0014	0,0020	40
То же, с затягиванием двух проводов, сечением, мм²				
1,5-6	0,0019	0,0007	0,0012	41
	а	б	в	

Продолжение табл. 60

I	2	3	4	5
I0-I6	0,0023	0,0009	0,00I4	42
25-35	0,0028	0,00II	0,00I7	43
50-70	0,0040	0,00I6	0,0024	44
95-I20	0,0050	0,0020	0,0030	45
То же, с затягиванием трех проводов, сечением, мм^2:				
I,5-6	0,0024	0,00I0	0,00I4	46
I0-I6	0,0028	0,00II	0,00I7	47
25-35	0,0034	0,00I4	0,0020	48
50-70	0,005I	0,002I	0,0032	49
95-I20	0,0066	0,0026	0,0040	50
То же, с затягиванием четырех проводов, сечением, мм^2:				
I,5-6	0,0033	0,00I3	0,0020	5I
I0-I6	0,0038	0,00I4	0,0024	52
25-35	0,0046	0,00I8	0,0028	53
50-70	0,0062	0,0026	0,0036	54
95-I20	0,008I	0,0033	0,0048	55
Внутрицеховые силовые сети, проложенные изолированным проводом по кирпичным и бетонным основаниям, на I00 м провода, сечением, мм^2:				
I,5-6	0,00I9	0,0007	0,00I2	56
I0-I6	0,0026	0,00I0	0,00I6	57
25-35	0,0032	0,00I2	0,0020	58
50-70	0,0038	0,00I4	0,0024	59
свыше 70	0,0048	0,00I8	0,0030	60
Осветительные сети из кабеля, провода, шнура, проложенные по кирпичным и бетонным основаниям, на I00 м провода, сечением, мм^2:				
2 х I,5-4	0,0020	0,0008	0,00I2	6I
3 х 2,5-4	0,0026	0,00I0	0,00I6	62
То же при скрытой проводке сечением, мм^2:				
2 х I,5-4	0,0030	0,00I2	0,00I8	63
3 х 2,5-4	0,0034	0,00I4	0,0020	64
	а	б	в	

Продолжение табл. 60

I	2	3	4	5
Открытые шинковки и шинопроводы, на I0 м, для тока, А:				
600	0,0008	0,0006	0,0002	65
I600	0,00I0	0,0008	0,0002	66
2400	0,00I3	0,00I0	0,0003	67
4000	0,00I7	0,00I3	0,0004	68
Воздушные линии напряжением до I000 В на деревянных опорах, на I000 м одно-линейного провода сечением, мм^2:				
до 35	0,0053	0,00I4	0,0039	7I
50	0,007I	0,00I9	0,0052	72
70	0,0089	0,0024	0,0065	73
95 и более	0,0I07	0,0029	0,0078	74
То же, на металлических и железобетонных опорах, сечением, мм^2:				
до 35	0,00I4	0,0006	0,0008	75
50	0,0022	0,00I0	0,00I2	76
70	0,0028	0,00I3	0,00I5	77
95 и более	0,0035	0,00I6	0,00I9	78
Воздушные линии напряжением 6 кВ на деревянных опорах, на I000 м однолинейного провода	0,0040	0,0024	0,00I6	79
То же, на металлических и железобетонных опорах	0,0024	0,0008	0,00I6	80
Воздушная линия напряжением 35-II0 кВ на железобетонных и металлических опорах, на I000 м однолинейного провода	0,0075	0,0025	0,0050	8I
Заземляющие проводники распределительные, на I00 ед. оборудования подстанций, насосных, механических цехов и др.	0,0I96	0,0084	0,0II2	82
Заземляющие проводники магистральные на I00 м	0,0II2	0,0048	0,0064	83
Заземляющие проводники воздушных линий электропередач на I00 опор	0,0029	0,0029	-	84
	а	б	в	

Примечания: I. В зависимости от способа прокладки, напряжения и сечения линий вводятся поправочные коэффициенты:

для внутрицеховых сетей, проложенных по деревянным основаниям - 0,75;

для внутрицеховых сетей, проложенных на высоте более 2,5 м – I,I.

2. При выполнении работ вблизи действующих линий электропередачи, ответственных линий связи, а также оборудования, находящегося под высоким напряжением, связанных с выполнением дополнительных мероприятий по технике безопасности, следует применять коэффициент – I,3.

3. При выполнении работ на крутых склонах (уклон более I:5) к нормативам численности необходимо применять следующие коэффициенты:

для Кавказского хребта и его отрогов: крутые продольные склоны – I,5; крутые поперечные склоны – 2,0;

для Уральских, Крымских, Алтайских, Среднеазиатских гор: крутые продольные склоны – I,3; крутые поперечные склоны – I,8.

4. Нормативами предусмотрено 5% на выполнение станочных работ.

Таблица 6I

Ремонт аккумуляторных батарей

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 40.

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт одной батареи при круглосуточной работе			Номер норматива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов		
		капитальный	текущий	
I	2	3	4	5
Щелочные аккумуляторные батареи, напряжением I2,5 В, емкостью, Ач				
60–I00	0,00II	0,0005	0,0006	I
250–300	0,00I5	0,0006	0,0009	2
400–500	0,0020	0,0007	0,00I3	3
То же, напряжением 25 В, емкостью, Ач				
60–I00	0,0027	0,00I0	0,00I7	4
250–300	0,0029	0,00I2	0,00I7	5
400–500	0,0036	0,00I4	0,0022	6
То же, напряжением 32,5 В, емкостью, Ач				
60–I00	0,0025	0,00I2	0,00I3	7
250–300	0,0037	0,00I5	0,0022	8
400–500	0,0045	0,00I9	0,0026	9
	а	б	в	

Продолжение табл. 61

I	2	3	4	5
То же напряжением 50 В, емкостью, Ач				
60-100	0,0045	0,0019	0,0026	10
250-300	0,0053	0,0023	0,0030	11
400-500	0,0068	0,0029	0,0039	12
Аккумуляторные батареи кислотные типа СКиС с поверхностными положительными и отрицательными коробчатыми пластинами, в стеклянных сосудах с напряжением 12-24 В, емкостью, Ач				
до 72	0,0144	0,0058	0,0086	13
144	0,0166	0,0062	0,0104	14
288	0,0197	0,0067	0,0130	15
432	0,0202	0,0072	0,0130	16
То же, напряжением 48 В, емкостью, Ач				
до 72	0,0197	0,0067	0,0130	17
144	0,0250	0,0077	0,0173	18
288	0,0254	0,0082	0,0173	19
432	0,0257	0,0084	0,0173	20
То же, напряжением 60 В, емкостью, Ач				
до 72	0,0250	0,0077	0,0173	21
144	0,0257	0,0084	0,0173	22
288	0,0259	0,0086	0,0173	23
432	0,0269	0,0096	0,0173	24
То же, напряжением 110 В, емкостью, Ач				
до 72	0,0279	0,0106	0,0173	25
144	0,0336	0,0120	0,0216	26
288	0,0367	0,0129	0,0238	27
432	0,0398	0,0139	0,0259	28
То же, напряжением 220 В, емкостью, Ач				
до 72	0,0475	0,0173	0,0302	29
144	0,0538	0,0192	0,0346	30
288	0,0610	0,0221	0,0389	31
432	0,0672	0,0240	0,0432	32
	а	б	в	

Продолжение табл. 6I

I	2	3	4	5
Аккумуляторные батареи кислотные типа СН с намазными положительными и отрицательными пластинками в закрытых сосудах напряжением I2-24 В, емкостью, Ач				
до 72	0,0256	0,0I92	0,0064	33
I44	0,0285	0,0208	0,0077	34
288	0,0320	0,0224	0,0096	35
432	0,0336	0,0240	0,0096	36
То же, напряжением 48 В, емкостью, Ач				
до 72	0,0320	0,0224	0,0096	37
I44	0,0384	0,0256	0,0I28	38
288	0,0400	0,0272	0,0I28	39
432	0,0408	0,0280	0,0I28	40
То же, напряжением 60 В, емкостью, Ач				
до 72	0,0384	0,0256	0,0I28	4I
I44	0,0408	0,0280	0,0I28	42
288	0,04I6	0,0288	0,0I28	43
432	0,0448	0,0320	0,0I28	44
То же, напряжением II0 В, емкостью, Ач				
до 72.	0,0480	0,0352	0,0I28	45
I44	0,0560	0,0400	0,0I60	46
288	0,0608	0,0432	0,0I76	47
432	0,0656	0,0464	0,0I92	48
То же, напряжением 220 В, емкостью, Ач				
до 72	0,0800	0,0576	0,0224	49
I44	0,0896	0,0640	0,0256	50
288	0,I024	0,0736	0,0288	5I
432	0,II20	0,0800	0,0320	52
	а	б	в	

Примечания: I. При работе оборудования в одну или две смены к нормативам численности применяются коэффициенты:

для одной смены - 0,43 для двух смен - 0,60.

2. При замене пластин щелочных аккумуляторов к нормативам численности применяется коэффициент I,7.

3. Нормативами численности на капитальный ремонт кислотных аккумуляторных батарей предусматривается полная разборка всех элементов батарей. При разборке менее 50% применяется коэффициент - 0,7, при замене всей сепарации без замены и ремонта элементов - 0,5.

4. Нормативная численность на техническое обслуживание оборудования устанавливается в размере 10% от нормативной численности на текущий ремонт.

Таблица 62

Ремонт конденсаторных установок и электропечей сопротивления

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 41.

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе			Номер норматива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов		
		капитальный	текущий	
I	2	3	4	5
Конденсаторные установки				
Для повышения коэффициента мощности напряжением до 10,5 кВ мощностью, кВАр				
до 80	0,0060	0,0018	0,0042	I
100	0,0083	0,0024	0,0059	2
250	0,0120	0,0036	0,0084	3
330	0,0143	0,0042	0,0101	4
400	0,0166	0,0048	0,0118	5
500	0,0207	0,0060	0,0147	6
750	0,0240	0,0072	0,0168	7
1000	0,0294	0,0084	0,0210	8
Установки конденсаторные нерегулируемые для повышения коэффициента мощности напряжением 380 В на номинальную мощность, кВАр				
100	0,0093	0,0030	0,0063	9
150	0,0126	0,0042	0,0084	10
300	0,0159	0,0054	0,0105	11
	а	б	в	

Продолжение табл. 62

I	2	3	4	5
То же, регулируемые на номинальную мощность, кВАр				
75	0,0II2	0,0036	0,0076	I2
I00	0,0I49	0,0048	0,0I0I	I3
300	0,0I98	0,0072	0,0I26	I4
Электропечи				
Электропечи сопротивления, кВт				
до I5	0,0098	0,0059	0,0039	I5
30	0,0I48	0,0089	0,0059	I6
45	0,0I97	0,0II8	0,0079	I7
60	0,0246	0,0I48	0,0098	I8
75	0,0295	0,0I77	0,0II8	I9
90	0,0335	0,0I97	0,0I38	20
I00	0,0442	0,0265	0,0I77	2I
II0 и более	0,054I	0,0325	0,02I6	22
	а	б	в	

Примечания: I. При работе оборудования в одну или две смены к нормативам численности применяются коэффициенты:

для одной смены - 0,43; для двух смен - 0,60.

2. Нормативами предусмотрено 5% на выполнение станочных работ для всех видов ремонта.

3. Нормативная численность на техническое обслуживание оборудования устанавливается в размере 5% от нормативной численности на текущий ремонт.

Таблица 63

Ремонт электросварочного оборудования

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 42.

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе			Номер норматива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов		
		капитальный	текущий	
I	2	3	4	5
Работающие в стационарных условиях:				
Сварочные трансформаторы на номинальный сварочный ток, А:				
I60	0,0080	0,0048	0,0032	I
250	0,0088	0,0056	0,0032	2
3I5	0,0I02	0,0064	0,0038	3
500	0,0I54	0,0096	0,0058	4
I000	0,0230	0,0I44	0,0086	5
Однопостовые сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток, А:				
I20	0,0I89	0,0II2	0,0077	6
300	0,02I9	0,0I28	0,0090	7
500	0,0320	0,0I92	0,0I28	8
I000	0,0480	0,0288	0,0I92	9
Многопостовые сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток, А				
500	0,0432	0,0256	0,0I76	I0
I000	0,0592	0,0352	0,0240	II
Однопостовые сварочные выпрямители на номинальный сварочный ток, А				
I25	0,0I89	0,0II2	0,0077	I2
3I5	0,0272	0,0I60	0,0II2	I3
500	0,0480	0,0288	0,0I92	I4
630	0,0608	0,0352	0,0256	I5
I000	0,0688	0,0400	0,0288	I6
	а	б	в	

Продолжение табл. 63

I	2	3	4	5
Многопостовые сварочные выпрямители на номинальный сварочный ток, А:				
I000	0,0800	0,0480	0,0320	I7
I600	0,I088	0,0640	0,0448	I8
3000	0,I488	0,0880	0,0608	I9
Реостаты балластные на 30 А	0,005I	0,0032	0,00I9	20
Осциллляторы	0,0063	0,0037	0,0026	2I
Передвижные				
Сварочные трансформаторы на номинальный сварочный ток, А				
I60	0,0288	0,0I44	0,0I44	22
250	0,03I2	0,0I68	0,0I44	23
3I5	0,0365	0,0I92	0,0I73	24
500	0,0547	0,0288	0,0259	25
I000	0,082I	0,0432	0,0389	26
Однопостовые сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток, А:				
I20	0,0682	0,0336	0,0346	27
300	0,0787	0,0384	0,0403	28
500	0,II52	0,0576	0,0576	29
I000	0,I728	0,0864	0,0864	30
Многопостовые сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток, А:				
500	0,I560	0,0768	0,0792	3I
I000	0,2I36	0,I056	0,I080	32
Сварочные генераторы постоянного тока для передвижных сварочных агрегатов, на номинальный ток, А:				
I20	0,0485	0,0240	0,0245	33
300	0,0634	0,0288	0,0346	34
500	0,0787	0,0384	0,0403	35
I000	0,I272	0,0624	0,0648	36
Однопостовые сварочные выпрямители на номинальный сварочный ток,А:				
I25	0,0682	0,0336	0,0346	37
	а	б	в	

Продолжение табл. 63

I	2	3	4	5
315	0,0984	0,0480	0,0504	38
500	0,1728	0,0864	0,0864	39
630	0,2208	0,1056	0,1152	40
1000	0,2496	0,1200	0,1296	41
Многопостовые сварочные выпрямители на номинальный сварочный ток,А:				
1000	0,2880	0,1440	0,1440	42
1600	0,3936	0,1920	0,2016	43
3000	0,5376	0,2640	0,2736	44
Реостаты балластные 30 А	0,0182	0,0096	0,0086	45
Осциллляторы	0,0225	0,0110	0,0115	46
Машины контактной электросварки обсадных и бурильных труб мощностью, кВА				
100	0,1392	0,0672	0,0720	47
150	0,1824	0,0960	0,0864	48
190	0,2280	0,1200	0,1080	49
300	0,2880	0,1440	0,1440	50
	а	б	в	

Примечания: 1. При работе оборудования в одну и две смены к нормативам численности применяются коэффициенты:

для одной смены – 0,43 для двух смен – 0,60.

2. Нормативная численность на техническое обслуживание оборудования устанавливается в размере 10% от нормативной численности на текущий ремонт.

Таблица 64

Ремонт электрической части кранов, электрокран-балок и подъемников

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 43.

Грузоподъемность, т	Нормативы численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе			Номер норматива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов		
		текущий	капитальный	
I	2	3	4	5
I. Работающие на переменном токе в защищенных помещениях				
а) краны мостовые электрические, крюковые				
5	0,044	0,02I	0,023	I
I0	0,058	0,028	0,030	2
I5	0,064	0,03I	0,033	3
20-30	0,088	0,042	0,046	4
б) краны электрические консольно-поворотные				
0,5	0,0II	0,005	0,006	5
I,5	0,0I2	0,006	0,006	6
2	0,02I	0,0I0	0,0II	7
3	0,027	0,0I3	0,0I4	8
5	0,03I	0,0I5	0,0I6	9
в) тали электрические				
0,25-0,5	0,005	0,002	0,003	I0
I	0,008	0,004	0,004	II
2	0,0I0	0,005	0,005	I2
3-5	0,0I1	0,005	0,006	I3
г) электрокран-балки				
I	0,025	0,0I2	0,0I3	I4
2	0,026	0,0I3	0,0I3	I5
3	0,027	0,0I3	0,0I4	I6
5	0,029	0,0I4	0,0I5	I7
	а	б	в	

Продолжение табл. 64

I	2	3	4	5
2. Работающие на переменном токе на открытых площадях				
а) краны мостовые электрические, крюковые				
5	0,076	0,053	0,023	I8
I0	0,I00	0,070	0,030	I9
I5	0,I09	0,076	0,033	20
20-30	0,I52	0,I06	0,046	2I
б) краны электрические консольно-поворотные				
0,5	0,0I9	0,0I3	0,006	22
I,5	0,02I	0,0I5	0,006	23
2	0,036	0,025	0,0II	24
3	0,047	0,033	0,0I4	25
5	0,055	0,039	0,0I6	26
в) тали электрические				
0,25-0,5	0,009	0,006	0,003	27
I	0,0I4	0,0I0	0,004	28
2	0,0I7	0,0I2	0,005	29
3-5	0,0I9	0,0I3	0,006	30
г) электрокран-балки				
I	0,043	0,030	0,0I3	3I
2	0,045	0,03I	0,0I4	32
3	0,047	0,033	0,0I4	33
5	0,050	0,035	0,0I5	34
3. Работающие на постоянном токе в защищенных помещениях				
а) краны мостовые, электрические, крюковые				
5	0,064	0,03I	0,033	35
I0	0,075	0,036	0,039	36
I5	0,080	0,039	0,04I	37
20	0,I07	0,052	0,055	38
30	0,I02	0,049	0,053	39
4. Работающие на постоянном токе на открытых площадках				
а) краны мостовые электрические, крюковые				
5	0,I09	0,076	0,033	40
I0	0,I28	0,089	0,039	4I
	а	б	в	

т*. 3617

Продолжение табл. 64

I	2	3	4	5
I5	0,I38	0,096	0,042	42
20	0,I85	0,I29	0,056	43
30	0,I76	0,I23	0,053	44
	а	б	в	

Примечания: I. Нормативы численности на ремонт электродвигателей, магнитных пускателей и контакторов приведены в соответствующих таблицах.

2. При работе оборудования в одну или две смены к нормативам численности применяются коэффициенты:

для одной смены - 0,43 для двух смен - 0,60.

3. Нормативами предусмотрено I0% на выполнение станочных работ.

Таблица 65

Ремонт средств электрической защиты от коррозии металлических трубопроводов

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 44.

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт единицы оборудования			Номер норматива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов		
		текущий	капитальный	
I	2	3	4	5
Станция катодной защиты (без линии электропередач)	0,0395	0,0253	0,0I42	I
Станция дренажной защиты (без кабеля)	0,0I3I	0,0084	0,0047	2
Протекторные установки (на I0 шт.)	0,0004	0,000I	0,0003	3
	а	б	в	

Примечания: I. При производстве капитального ремонта комплексной электрозащиты трубопроводов протекторы заменяются новыми. Срок замены зависит от характера грунта и интенсивности их работы.

2. Нормативы численности на ремонт линий электропередач и кабельных сетей приведены в табл.60.

Таблица 66

Электролабораторные работы

Выполняемая работа	Норматив численности	Номер норматива
I	2	3
Измерение сопротивления заземления, испытание кабеля 6 кВ. Испытание электродвигателей 6 кВ. Наладка защиты, измерение сопротивления, изоляции вторичной коммутации. Испытание В.Л. выпрямленным напряжением. Наладка новых Т.П., периодическая проверка средств защиты, приборов контроля, учета и пр.	10% от нормативной численности рабочих, занятых ремонтом и обслуживанием электрооборудования	I

УШ. Ремонт электропогружных установок

Таблица 67

Ремонт основных узлов электропогружных установок

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении 45.

Наименование оборудования	Нормативы численности на один ремонт			Номер норматива
	текущий	капитальный	ревизия	
I	2	3	4	5
Электроцентробежные насосы отечественного производства				
I. ЭЦН 5-200-800	0,0I44	0,0I48	-	I
2. ЭЦН 5-40-I400	0,0I65	0,0I7I	-	2
3. ЭЦН 5-I30-I200	0,0I70	0,0I76	-	3
4. ЭЦН 5-80-I550	0,0206	0,02I4	-	4
5. ЭЦН 5А-360-600, ЭЦН 5А-360-700	0,0I02	0,0I06	-	5
6. ЭЦН 5А-250-800	0,0II4	0,0II7	-	6
7. ЭЦН 5А-I60-II00	0,0I43	0,0I48	-	7
8. ЭЦН 5А-I00-I350	0,0I58	0,0I64	-	8
9. ЭЦН 5А-250-I000	0,0I97	0,020I	-	9
I0. ЭЦН 6-350-850	0,0I00	0,0I02	-	I0
II. ЭЦН 6-350-II00, ЭЦН 6-500-750	0,0I08	0,0II2	-	II
	а	б	в	

Продолжение табл. 67

I	2	3	4	5
I2. ЭЦН 6-250-I050	0,0I26	0,0I30	-	I2
I3. ЭЦН 6-I00-I500	0,0I38	0,0I43	-	I3
I4. ЭЦН 6-250-I400	0,0I46	0,0I5I	-	I4
I5. ЭЦН 6-I60-I450	0,0I54	0,0I60	-	I5
I6. ЭЦН 5-80-I200, ЭЦН 5А-I60-I400, ЭЦН 6-250-I600	0,0I66	0,0I72	-	I6
I7. ЭЦН 5-I30-I400	0,0202	0,02I0	-	I7
I8. ЭЦН 5А-360-850	0,0I29	0,0I33	-	I8
I9. ЭЦН 5А-500-800	0,0I42	0,0I47	-	I9
20. ЭЦН 5А-360-II00	0,0I58	0,0I63	-	20
2I. ЭЦН-5А-250-I400	0,0I65	0,0I7I	-	2I
22. ЭЦН 5А-I60-I750	0,0208	0,02I6	-	22
23. ЭЦН 6А-700-800	0,0II4	0,0II8	-	23
24. ЭЦН 6А-500-II00	0,0I44	0,0I48	-	24
25. ЭЦН 6-I000-900	0,0I43	0,0I47	-	25
26. ЭЦН 6-700-II00	0,0I54	0,0I59	-	26
27. ЭЦН 6-I400-800	0,0I59	0,0I64	-	27
Электроцентробежные насосы импортные				
I. Центробежные насосы фирмы "Байрон-Джексон"	-	0,0I32	0,0005	28
2. Центробежные насосы фирмы "РЭДА"-350	-	0,008I	-	29
"РЭДА"-700	-	0,0070	-	30
3. Газосепаратор ЭЦН фирмы "РЭДА"-700	-	0,00I3	-	3I
"РЭДА"-350	-	0,00I9	-	32
Погружные электродвигатели типа ПЭД				
I. ПЭД-20-I03	0,0087	0,0203	0,0007	33
2. ПЭД-28-I03	0,0087	0,0203	0,0007	34
3. ПЭД-32-I03	0,0087	0,0208	0,0007	35
4. ПЭД-40-I03	0,0088	0,02II	0,0007	36
5. ПЭД-45-I03	0,0088	0,02I9	0,0007	37
6. ПЭД-45-II7	0,0089	0,0232	0,0005	38
7. ПЭД-63-II7	0,0089	0,0237	0,0005	39
8. ПЭД-65-II7	0,0089	0,0269	0,0005	40
9. ПЭДС-90-II7	0,0088	0,036I	0,00II	4I
	а	б	в	

Продолжение табл. 67

I	2	3	4	5
I0. Погружные электродвигатели ПЭДП-500-375В5	0,0248	0,0433	0,0060	42
II. ПЭДП-700-375В5	0,0328	0,05I3	0,0060	43
I2. Погружные электродвигатели фирмы "Байрон-Джексон"	0,0I54	0,0687	0,00I0	44
I3. Электродвигатели фирмы "РЭДА"				
тип А	0,0032	0,0082	-	45
тип Б	0,0033	0,0083	-	46
I4. Протектор фирмы "Байрон-Джексон"	-	0,0029	-	47
I5. Протектор фирмы "РЭДА"	-	0,0077	-	48
I6. Гидрозащита типа "Г"	-	0,0047	0,0009	49
I7. Трансформаторы типа ТМПН	-	0,0303	-	50
I8. Кабель (I000 м)	0,004	0,008	-	5I
	а	б	в	

Таблица 68

Монтаж и демонтаж ЭЦУ на скважине и транспортировка

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении 46.

Выполняемая работа	Единица измерения	Норматив численности на единицу измерения	Номер норматива
I	2	3	4
I. Монтаж			
а) установок отечественного производства			
с гидрозащитой "ГД"	I0 монтаж.	0,0255	I
с гидрозащитой "К"	- " -	0,0250	2
б) импортных установок			
"РЭДА"-350	- " -	0,0682	3
"РЭДА"-700	- " -	0,0720	4
"Байрон-Джексон"	- " -	0,0640	5
2. Демонтаж			
а) установок отечественного производства			
с гидрозащитой "ГД"	I0 демонтаж.	0,0I52	6

Продолжение табл. 68

I	2	3	4
с гидрозащитой "К"	IO демонтаж	0,0I33	7
б) импортных установок			
"РЭДА"-350	- " -	0,0372	8
"РЭДА"-700	- " -	0,0402	9
"Байрон-Джексон"	- " -	0,0362	IO
3. Погрузка-выгрузка установок в комплекте	IO работ	0,0063	II
4. Транспортировка (сопровождение) по местности:			
а) резко пересеченной	IO км	0,0005	I2
б) пересеченной	- " -	0,0004	I3
в) равнинной	- " -	0,0003	I4

Таблица 69

Обслуживание наземного электрооборудования скважин, оборудованных электропогружными насосами

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении 47.

Выполняемая работа на одной скважине эксплуатационного фонда, оборудованной ЭПУ	Норматив численности на одну скважину	Номер норматива
I	2	3
I. Запуски по заявкам	0,0047	I
2. Проверка после запуска	0,0070	2
3. Текущий ремонт станции управления	0,004I	3
4. Запуск после ПРС	0,002I	4
5. Замена наземного оборудования:		
замена станции управления	0,0008	5
замена трансформатора	0,0003	6
подготовка кабеля для обвязки СУ и трансформатора	0,0002	7
6. Вывозка и обвязка оборудования	0,0009	8
7. Наладка наземного оборудования	0,0036	9
ИТОГО:	0,0237	
Переезды при обслуживании наземного электрооборудования	Коэффициент I,3 к нормативам численности на обслуживание наземного электрооборудования.	

IX. Подземный (текущий) ремонт скважин (ПРС)

Таблица 70

Подготовка скважин к подземному (текущему) ремонту

Профессии рабочих	Численность бригады по подготовке скважин к ПРС	Номер норматива
Операторы по подготовке скважин к подземному ремонту	4	
Подсобные (транспортные) рабочие	I	
ИТОГО:	5	I

Таблица 71

Примерное соотношение между числом основных и подготовительных бригад в подземном (текущем) ремонте скважин

Режим работы бригады по ремонту скважин	Коэффициент сменности основных бригад	Число подготовительных бригад на одну основную
В три смены		
по скользящему графику	3,0	0,5
по графику с выходными днями	2,75	0,4
В две смены		
по скользящему графику	2,0	0,24
по графику с выходными днями	I,75	0,22
В одну смену:		
по скользящему графику	I,0	0,I4
по графику с выходными днями	0,75	0,I3

Таблица 72

Подземный (текущий) ремонт скважин

Профессии рабочих	Численность бригады ПРС на одну смену	Номер норматива
Оператор по подземному ремонту скважин	2	I
Машинист подъемника	I	2

Примечания: I. При работе с насосно-компрессорными трубами диаметром II4 мм численность бригады увеличивается на I чел. в смену.

2. Нормативная численность рабочих на подземный (текущий) ремонт скважин определяется по формуле:

$$H_ч = \frac{\sum Ч_{прс} \times t \times п}{T_ф},$$

где $Ч_{прс}$ - численность бригады ПРС на одну смену;

t - нормативная продолжительность одного ремонта, час (по видам ремонтов);

$п$ - плановое количество ремонтов на год (по видам ремонтов);

$T_ф$ - время работы подъемника (агрегата) в год в условиях прерывного или непрерывного производства работ.

X. Капитальный ремонт скважин (КРС)

Таблица 73

Подготовка скважин к капитальному ремонту

Профессии рабочих	Численность бригады по подготовке скважин к КРС	Номер норматива
Операторы по подготовке скважин к капитальному ремонту	4	
Подсобные (транспортные) рабочие	2	
ИТОГО:	6	I

Таблица 74

Примерное соотношение между числом основных и подготовительных бригад в капитальном ремонте скважин

Режим работы бригад по ремонту скважин	Коэффициент сменности основных бригад	Число подготовительных бригад на одну основную
I	2	3
В три смены		
по скользящему графику	3,0	0,24
по графику с выходными днями	2,75	0,22

Продолжение табл. 74

I	2	3
В две смены		
по скользящему графику	2,0	0,I8
по графику с выходными днями	I,75	0,I7
В одну смену		
по графику без выходных дней	I,0	0,II
по графику с выходными днями	0,75	0,09

Таблица 75

Капитальный ремонт скважин

Профессии рабочих	Численность бригады КРС на одну смену	Номер норматива
Бурильщик капитального ремонта скважин	I	I
Помощник бурильщика капитального ремонта скважин	2	2
Машинист подъемника	I	3

Примечания: I. При работе с бурильными или насосно-компрессорными трубами диаметром II4 мм, а также при спуске и подъеме обсадной колонны численность бригады увеличивается на I чел. в смену.

2. Нормативная численность рабочих на капитальный ремонт скважин определяется по формуле, аналогичной приведенной в примечании к табл. 72.

Таблица 76

Подготовка технологической жидкости (соленой воды)

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении 48.

Выполняемая работа	Единица измерения	Норматив численности на единицу измерения	Номер норматива
I	2	3	4
I. Приготовление технологической жидкости	I00 $м^3$	0,0062	I
2. Замер удельного веса технологической жидкости ареометром	I00 замеров	0,0062	2

Продолжение табл. 76

I	2	3	4
3. Перекачка готовой технологической жидкости	100 $м^3$	0,0034	3
4. Заправка автоцистерн	100 $м^3$	0,0034	4
5. Очистка отстойника	1 очистка	0,0004	5

XI. Обслуживание и ремонт средств и систем автоматизации и телемеханизации

Таблица 77

Укрупненные нормативы численности на обслуживание и ремонт средств и систем автоматизации и телемеханизации, установленных на скважинах, групповых установках, объектах подготовки, перекачки нефти, поддержания пластового давления, пароводоснабжения, внутрипромыслового сбора и использования попутного газа

Наименование и тип объектов	Норматив численности на 1 объект (см. табл. 78)	Номер норматива
I	2	3
1. Скважина эксплуатационная:		
манометр технический ОВМ	0,0003	1
автоматическая депарафинизационная установка (без двигателя)	0,0016	2
манометр электроконтактный ВЭ-16РБ	0,0016	3
инерционный магнитный выключатель ИМВ-1М	0,0042	4
станция управления СУС	0,0217	5
станция управления БУС-3М	0,0277	6
2. Групповая замерная установка автоматизированная "Спутник":		
со счетчиком газа "Агат"	0,1076	7
без счетчика газа "Агат"	0,0664	8
3. Групповая замерная установка телемеханизированная "Спутник":		
со счетчиком газа "Агат"	0,1328	9
без счетчика газа "Агат"	0,0916	10
4. Блочная индивидуальная установка "БИУС"	0,0794	11
5. Дожимная насосная станция (ДНС)	0,1311	12
6. Насос-дозатор с блоком защиты	0,0076	13

Продолжение табл. 77

I	2	3
7. Блок реагента БР-2,5	0,0604	I4
8. Узлы оперативного учета жидкости:		
оборудованные расходомерами НОРД и Турбокванг	0,0430	I5
оборудованные КОР-МАС	0,2506	I6
оборудованные расходомерами системы А.О.Смит	0,2I20	I7
9. Кустовая насосная станция (КНС, БКНС)		
9.I. Общестанционное оборудование	0,0598	I8
9.2. Средства учета воды по разводящим водоводам:		
оборудованные комплектом КСД-ДМ	0,0273	I9
оборудованные ДСС-7I0, ДСС-7I2	0,0I05	20
9.3. Средства КИПиА насосного агрегата ЦНС	0,I262	2I
I0. УЭЦП с блоком напорной гребенки	0,I797	22
II. Водораспределительная гребенка ШД автоматизированная	0,0264	23
телемеханизированная	0,0704	24
I2. Установка предварительного сброса воды УПС-2000	0,0393	25
I3. Сепарационная установка (на I емкость)	0,0403	26
I4. Установка подготовки нефти производительностью 3,5 млн.т в год (ГДР)	6,2795	27
I5. Резервуарный парк		
I5.I. С полевой системой дистанционного измерения уровня в резервуарах КОР-ВОД	0,055I	28
I5.2. С дистанционным управлением и операторной ТП	I,38I6	29
I5.3. Оборудованный уровнемерами УДУ-5,I0	0,04I9	30
I6. Насосная нефтяная (бензонасосная)	0,0959	3I
I7. Блок теплообменников	0,I302	32
I8. Блок обессоливания нефти	0,5897	33
I9. Блок обезвоживания	0,2085	34
20. Электродегидратор	0,0878	35
2I. Печи для подогрева нефти (на один блок)	0,2048	36
22. Блок стабилизации нефти	0,I674	37
23. Установка по дополнительному отбору ШФЛУ	0,I532	38
24. Циркуляционная водонасосная	0,I20I	39
25. Бензосклад (на I емкость)	0,037	40
26. Блок реагентного хозяйства	0,0785	4I
27. Очистные сооружения	0,94I2	42

Продолжение табл. 77

I	2	3
28. Компрессорная воздушная (на 2 компрессора)	0,I726	43
29. Компрессорная станция (импортная часть). Приборы КИПиА линии К-I00, К-200, К-300	7,9336	44
30. Газораспределительный пункт (ГРП)	0,0871	45
3I. Котельная		
3I.I. Общие средства КИПиА, установленные в котельной	0,I057	46
3I.2. Средства КИПиА, установленные в котле ДКВР-4-I6	0,0976	47
32. Прибора КИПиА (установленные в котельной с двумя водогрейными котлами (финская)	0,3942	48
33. Установка осушки газа (производство ГДР)	0,3573	49
34. Общие средства КИПиА, установленные на одном газовом компрессоре УПН (производство ГДР)	0,0520	50
35. Общие средства КИПиА, установленные на одном компрессоре воздуха	0,0606	5I
36. Общие средства КИПиА, установленные на узле учета при ГПЗ	0,3670	52
37. Групповая установка "Сателлит"		
37.I. Блок замерного сепаратора	0,2577	53
37.2. Здание группового сепаратора	0,I963	54
37.3. Здание КИП	0,2244	55
37.4. Оборудование ДП	0,8280	56
38. Блочная деэмульсионная установка УДО-3М	0,0368	57
39. Средства сбора и обработки информации		
39.I. Устройство телемеханики ТМ-600М	0,8481	58
39.2. Устройство телемеханики ТМ-620	0,8481	59
39.3. Устройство телемеханики ТМ-620-0I	0,8481	60
39.4. Устройство телемеханики ТМ-300	0,9783	6I
39.5. Система КТС ЛИУС	0,3728	62
39.6. Система "Учет-2"	0,3022	63
40. Средства КИПиА, установленные на компрессорной станции с агрегатами 8ГК, I0ГК, КС-550		
40.I. Общие средства КИПиА, установленные на компрессорной станции	0,I088	64
40.2. Средства КИПиА, установленные на I компрессорном агрегате 8ГК	0,0275	65

Продолжение табл. 77

I	2	3
41. Средства КИПиА, установленные на компрессорной станции с агрегатами ГТК-7/5, ОВГ-3М, ОВГ-4/5		
41.1. Общие средства КИПиА, установленные на компрессорной станции	0,4143	66
41.2. Местный щит автоматики компрессоров ГТК-7/5, ОВГ-3М, ОВГ-4/5	0,0154	67
41.3. Щит управления компрессором ГТК-7/5	0,0817	68
42. Средства КИПиА, установленные на компрессорной станции с компрессорными агрегатами 7ВКГ		
42.1. Общие средства КИПиА, установленные на компрессорной станции	0,1679	69
42.2. Местный щит автоматики компрессора 7ВКГ	0,0172	70
42.3. Щит управления компрессором 7ВКГ	0,0341	71
43. Средства КИПиА, установленные на установке по очистке газа моноэтаноламидами	0,4095	72

Таблица 78

Элементные нормативы численности на обслуживание и ремонт средств и систем автоматизации и телемеханизации, установленных на скважинах, групповых установках, объектах подготовки, перекачки нефти, поддержания пластового давления, пароводоснабжения, внутрипромыслового сбора и использования попутного газа

Основные показатели планового ремонта приводятся в приложении 49, 50.

Наименование и тип (марка оборудования)	Количество	Норматив численности: на единицу	Норматив численности: на весь объем	Номер норматива
I	2	3	4	5
I. Скважина эксплуатационная				
Манометр технический ОБМ	I	0,0003	0,0003	I
Автоматическая депарафинизационная установка (без двигателя)	I	0,0016	0,0016	2
Манометр электроконтактный ВЭ-16РБ	I	0,0016	0,0016	3
Инерционный магнитный выключатель ИМВ-ІМ	I	0,0042	0,0042	4
Станция управления: СУС	I	0,0217	0,0217	5
БУС-3М	I	0,0277	0,0277	6

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
2. ГЗУ "Спутник" автоматизированная				
Манометр электроконтактный во взрывобезопасном корпусе ВЭ-16РБ	I	0,0016	0,0016	-
Устройство замера дебита скважин "Импульс"				
регулятор перепада давления (газовая заслонка) РПД	I	0,0014	0,0014	-
регулятор уровня(поплавок с противовесом)	I	0,0031	0,0031	-
счетчик нефти ТОР-1-50	I	0,0080	0,0080	-
регулятор расхода РР	I	0,0041	0,0041	-
Переключатель скважин с электроприводом ПСМ	I	0,0173	0,0173	-
Счетчик газа турбинный "Агат"	I	0,0412	0,0412	-
Блок автоматики БУИ-14	I	0,0198	0,0198	-
Блок питания БП	I	0,0016	0,0016	-
Вторичный прибор "Агат"	I	0,0095	0,0095	-
Итого (со счетчиком газа "Агат")			0,1076	7
Итого (без счетчика газа "Агат)			0,0664	8
3. ГЗУ "Спутник" телемеханизированная				
Манометр электроконтактный во взрывобезопасном корпусе ВЭ-16РБ	I	0,0016	0,0016	-
Устройство замера дебита скважин "Импульс"				
регулятор перепада давления (газовая заслонка	I	0,0014	0,0014	-
регулятор уровня (поплавок с противовесом)	I	0,0031	0,0031	-
счетчик нефти ТОР-1-50	I	0,0080	0,0080	-
регулятор расхода РР	I	0,0041	0,0041	-
Переключатель скважин с электроприводом ПСМ	I	0,0173	0,0173	-
Блок автоматики БУИ-14	I	0,0198	0,0198	-
Блок питания БП	I	0,0016	0,0016	-
Счетчик газа турбинный "Агат"	I	0,0412	0,0412	-
Вторичный прибор "Агат"	I	0,0095	0,0095	-
Аппаратура КП устройства телемеханики ТМ-620, КП-1	I	0,0252	0,0252	-
Итого (со счетчиком газа "Агат")			0,1328	9
Итого (без счетчика газа "Агат")			0,0916	10

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
4. Блочная индивидуальная установка "БИУС"				
Манометр технический ОБМ	2	0,0003	0,0006	-
Манометр электроконтактный ВЭ-16РБ	I	0,0016	0,0016	-
Блок управления	I	0,0195	0,0195	-
Устройство замера дебита; "Импульс"				
газовая заслонка	I	0,0014	0,0014	-
регулятор уровня (поплавок с противовесом)	I	0,0031	0,0031	-
счетчик нефти ТОР-I-50	I	0,0080	0,0080	-
регулятор расхода РР	I	0,0041	0,0041	-
Аппаратура КП устройства телемеханики ТМ-620-КП	I	0,0252	0,0252	-
Итого			0,0635	-
Кроме того, 25% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы и переходы между объектами)			0,0159	-
Всего			0,0794	II
5. Дожимная насосная станция (ДНС)				
Блок местной автоматики на 3 агрегата НМА	I	0,0125	0,0125	-
Манометр технический ОБМ	6	0,0003	0,0018	-
Манометр электроконтактный ВЭ-16РБ	6	0,0016	0,0096	-
Датчик уровня АО-6, РУПШ ЛУЖ-ТМ	2	0,0028	0,0056	-
Блок автоматики БА-2	2	0,0145	0,0290	-
Аппаратура контроля температуры	I	0,0098	0,0098	-
Датчик температуры	6	0,0002	0,0012	-
Сигнализаторы уровня (контроль утечки сальников)	3	0,0034	0,0102	-
Аппаратура КП устройства телемеханики ТМ-620 (ТМ-600) КП	I	0,0252	0,0252	-
Итого			0,1049	-
Кроме того, 25% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные, организационные работы и переходы между объектами)			0,0262	-
Всего			0,1311	I2

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
6. Насос-дозатор с блоком защиты				
Блок защиты и управления электродвигателя НДУ	I	0,0044	0,0044	-
Электродвигатель ЦДУ Р=I,I кВт	I	0,0017	0,0017	-
Итого			0,0061	-
Кроме того, 25% на текущую эксплуатацию, обслуживание кабельных линий, на переходы между объектами			0,0015	-
Всего			0,0076	I3
7. Блок реагента БР-2,5				
Щит контроля и управления	I	0,0138	0,0138	-
Датчик предельного уровня ДПУ-I	I	0,0028	0,0028	-
Дифманометр ДМ-3583	I	0,0036	0,0036	-
Мосты электронные ВФС, КСМ-I	2	0,0130	0,0260	-
Манометр электроконтактный ВЭ-I6РБ	I	0,0016	0,0016	-
Манометр технический ОБМ	I	0,0003	0,0003	-
Термометр сопротивления ТСМ-I	I	0,0002	0,0002	-
Итого			0,0483	-
Кроме того, 25% на текущую эксплуатацию, на прочие работы, на обслуживание освещения, переходы между объектами			0,0121	-
Всего			0,0604	I4
8. Узлы оперативного учета жидкости				
8.I. Оборудованные расходомерами НОРД и Турбоквант				
Преобразователь расхода турбинный НОРД	I	0,0070	0,0070	-
Датчик магнитоиндукционный	I	0,0016	0,0016	-
Вторичный прибор НОРД	I	0,0212	0,0212	-
Манометр технический	3	0,0003	0,0009	-
Итого			0,0307	-
Кроме того, 40% на периодические тарировки счетчиков, на обслуживание кабельных линий и переходы между объектами			0,0123	-
Всего			0,0430	I5
8.2. Оборудованные КОР-МАС				
Операционный шкаф № I, № 2	I I	0,0607 0,0202	0,0809	-
Цифропечатающее устройство Солартрон	I	0,0135	0,0135	-

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Узел качества:				
блок пробоотборника АМ-I00	I	0,0I28	0,0I28	
плотномер Денситон	I	0,0088	0,0088	
влагомер Аквинол	I	0,0I06	0,0I06	
Циркулярный насос с электродвигателем	I I	0,00I9 0,0034	0,0053	
Отопление-электропечь сопротивления	2	0,0063	0,0I26	
Преобразователь расхода турбинный Турбоквант	3	0,0083	0,0249	
Датчик давления	3	0,00I6	0,0048	
Магнитоиндукционный датчик	3	0,00I6	0,0048	
Итого			0,I790	
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы, обслуживание коммутационной аппаратуры) и переходы между объектами			0,07I6	
Всего			0,2506	I6
8.3. Оборудованные расходомерами системы А.О. Смит				
Преобразователь расхода турбинный	3	0,0075	0,0225	
Узел качества:				
плотномер Денситон	I	0,0089	0,0089	
влагомер Аквинол	I	0,0I06	0,0I06	
Вторичный прибор СМИТ	3	0,0303	0,0909	
Датчик магнитоиндукционный	3	0,00I6	0,0048	
Блок пробоотборника АМ-I00	I	0,0I28	0,0I28	
Манометр технический ОБМ	3	0,0003	0,0009	
Итого:			0,I5I4	
Кроме того, 40% прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы) и переходы между объектами			0,0606	
Всего:			0,2I20	I7
9. Кустовая насосная станция (КНС, БКНС)				
9.I. Общестанционное оборудование				
Аппаратура КП устройства телемеханики ТМ-620-0I	I	0,0252	0,0327	
Блок силовой	I	0,006I	0,0079	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Сигнализатор уровня (затопление)	I	0,0006	0,0008	
Датчик уровня воды в дренажной емкости ДУЖ-ЦМ	I	0,0029	0,0036	
Блок управления дренажным насосом	I	0,0061	0,0079	
Щит расхода для приборов учета воды	I	0,0053	0,0069	
Итого:			0,0598	I8
9.2. Средства учета воды по разводящим водоводам				
9.2.I. Оборудованные комплектом КСД-ДМ				
Сужающее устройство ДКН	I	0,0008	0,00I0	
Вентили игольчатые высокого давления	2	0,0002	0,0005	
Дифманометр ДМ	I	0,0036	0,0047	
Вторичный прибор КСД	I	0,0I62	0,02II	
Итого:			0,0273	I9
9.2.2. Оборудованные ДСС-7I0, ДСС-7I2				
Сужающее устройство ДКН	I	0,0008	0,00I0	
Вентили игольчатые высокого давления	2	0,0002	0,0005	
Дифманометр ДСС-7I0, ДСС-7I2	I	0,0070	0,0090	
Итого:			0,0I05	20

Примечание. Гр.4 подсчитана с учетом К-I,30 на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные, организационные работы)и переходы между объектами.

9.3. Средства автоматизации и КИП насосного агрегата ЦНС				
Блок автоматики насосного агрегата ЦНС	I	0,04I7	0,04I7	
Блок местного управления	I	0,0I95	0,0I95	
Блок температурной защиты КТТ-I	I	0,0098	0,0098	
Термометры сопротивления ТСМ	4	0,0002	0,0008	
Датчик утечки сальников	2	0,0055	0,0II0	
Датчик уровня масла в маслобаке	I	0,0028	0,0028	
Манометр технический ОБМ	2	0,0003	0,0006	
Манометр электроконтактный ЭКМ-IУ	3	0,00I3	0,0039	
Датчик давления ДДК-6М	I	0,0070	0,0070	
Итого:			0,097I	

I	2	3	4	5
Кроме того, 30% на ликвидацию порывов импульсных линий, обслуживание концевых выключателей, электрозадвижек, концевых кабелей, на реконструктивные и организационные работы, на переходы между объектами			0,0291	
Всего на I агрегат			0,1262	21
10. УЭЦП с блоком напорной гребенки				
Сужающее устройство	5	0,0008	0,0040	
Дифманометры ДМ-3583	5	0,0036	0,0180	
Вторичные приборы КСД	5	0,0162	0,0810	
Электроконтактный манометр ЭКМ-1У	2	0,0013	0,0026	
Аппаратура КП устройства телемеханики ТМ-620 КП(ТМ-600)	I	0,0252	0,0252	
Вентили игольчатые высокого давления	I	0,0021	0,0021	
Щит расхода для приборов учета воды	I	0,0053	0,0053	
Итого:			0,1382	
Кроме того, 30% на ликвидацию порывов импульсных линий, на проверку кабельных линий, на переходы между объектами			0,0415	
Всего			0,1797	22
11. Водораспределительная гребенка ПВД				
Автоматизированная				
устьевой расходомер нагнетательной скважины (счетчик воды электромагнитный ПРЭМ ПИМ) СВЭМ	4	0,0066	0,0264	23
Телемеханизированная				
устьевой расходомер нагнетательной скважины (счетчик воды электромагнитный) СВЭМ	4	0,0066	0,0264	
стойка "Электрон-2М" в комплекте с БУ	I	0,0188	0,0188	
аппаратура КП устройства телемеханики ТМ-600	I	0,0252	0,0252	
Итого:			0,0704	24
12. Установка предварительного сброса воды УПС-2000				
Технический манометр ОБМ	2	0,0003	0,0006	
Манометры электроконтактные ВЭ-16РБ	2	0,0016	0,0032	
Датчик уровня ДПУ-1М	I	0,0028	0,0028	
Регулятор уровня РУМ	I	0,0031	0,0031	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	15
Блок автоматики БА-2	I	0,0145	0,0145	
Клапан с электроприводом УЭРВ	2	0,0036	0,0072	
Итого:			0,0314	
Кроме того, 25% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы) и переходы между объектами			0,0079	
Всего:			0,0393	25
I3. Сепарационная установка (на I емкость)				
Сигнализатор уровня ДПУ-1М	I	0,0028	0,0028	
Блок автоматики БА-2	I	0,0145	0,0145	
Уровнемер буйковый УП-П	I	0,0019	0,0019	
Регулирующий блок ПР-3,21	I	0,0024	0,0024	
Вторичный прибор ПВ-10,Э	I	0,0049	0,0049	
Клапан регулирующий КР	I	0,0014	0,0014	
Редуктор давления с фильтром РДФ-3	2	0,0008	0,0016	
Манометр электроконтактный ВЭ-16РБ	1	0,0016	0,0016	
Манометр самопишущий МТС-712	I	0,0011	0,0011	
Итого:			0,0322	
Кроме того, 25% прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы) и переходы между объектами			0,0081	
Всего:			0,0403	26
I4. Установка подготовки нефти производительностью 3,5 млн.т в год (ГДР)				
I4.I. Приборы системы АУС и "Старт"				
Приборы вторичные пневматические:				
ПВ-3,2	I2	0,0031	0,0372	
ПВ-10-Э	I5	0,0049	0,0735	
ПВ-I,3	22	0,0049	0,1078	
ПВ4-27	2	0,0026	0,0052	
Регуляторы пневматические:				
РПЗ-2I,22	32	0,0036	0,1152	
ПР-I,5	3	0,0016	0,0048	
I4.2. Мосты самопишущие одноточечные без дополнительных устройств КСМ2-002	46	0,0063	0,2898	
I4.3. Потенциометры самопишущие без дополнительных устройств КСП2-004	I8	0,0063	0,1134	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
I4.4. Преобразователи:				
Электропневмопреобразователи ЛТ-ТС-68	9	0,0042	0,0378	
Преобразователи ПЭ-53М	4	0,0042	0,0168	
Преобразователи температуры ПТ-ТП-62	9	0.0042	0,0378	
I4.5. Лагометры пирометрические Л-64	I0	0,0049	0,0490	
I4.6. Термометры сопротивления и термопары				
Термометры сопротивления ТСМ	20	0,0002	0,0040	
Термопары, работающие в нормальных условиях ТХК-УХУ	8	0,000I	0,0008	
Гильзы для термометров и термоалементов ДВ-2Р-227	23	0,0002	0,0046	
I4.7. Дифманометры:				
Мембранные с пневматической передачей ДМПК-I00	9	0,0032	0,0288	
Кольцевые с электрической передачей ДКЭ-ВТО	II	0,0048	0,0528	
Сильфонные показывающие с сигнальным устройством и с интегратором ДСП-778В	5	0,0084	0,0420	
I4.8. Ротаметры РС	5	0,0004	0,0020	
I4.9. Расходомеры				
Суммирующий прибор КРЗ-IIII	I2	0,0050	0,0600	
Турбинный преобразователь ДУ-250	6	0,0057	0,0342	
Вторичный прибор Кор Мас-I	65	0,0607	3,9455	
I4.I0. Приборы для измерения уровня жидкости				
Уровнемеры УБ-I-II	I3	0,00I9	0,0247	
Датчики уровня жидкости ДУ ЖЭ-200	7	0,0020	0,0I40	
I4.II. Сигнализаторы				
Сигнализаторы уровня СУЖ-I	I3	0,0082	0,I066	
Сигнализаторы уровня ЭРСУ-2	2	0,0029	0,0058	
I4.I2. Манометры				
Электроконтактные двухпозиционные ЭКМ-I60-I	65	0,00I3	0,0845	
Электроконтактные во взрывонепроницаемом корпусе ВЭ-I6РБ	35	0,0016	0,0560	
Контрольные однострелочные для точных измерений МТИ-I2II	94	0,0005	0,0470	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Сильфонные с пневматическим выходным сигналом МС-II2	6	0,0027	0,0I62	
Общего назначения МТ-60	50	0,0002	0,0I00	
I4.I3. Датчики				
Магнитоиндукционные	6	0,00I6	0,0096	
Датчик реленапора ДН	2	0,00I9	0,0038	
I4.I4. Диафрагмы камерные от I00 до 200 мм	I9	0,0008	0,0I52	
I4.I5. Напоромеры сильфонные НСП-I	3	0,00I8	0,0054	
I4.I6. Регуляторы прямого действия РДУК-I50	2	0,00I4	0,0028	
I4.I7. Редукторы давления с фильтром РДФ-3	50	0,0008	0,0400	
I4.I8. Хроматографы				
Командный электропневматический прибор КЭП-I2У	2	0,0039	0,0078	
I4.I0. Сигнализатор горючих паров нефти и нефтепродуктов СТГ-4	2	0,0I95	0,0390	
I4.20. Исполнительные механизмы				
Клапаны с условным диаметром свыше 200 мм 25С32НЖ	9	0,002I	0,0I89	
Отсекатели газа ОС-2	I0	0,0037	0,0370	
I4.2I. Позиционеры ПР-I0	9	0,0007	0,0063	
I4.22. Задвижки электроприводные ЭПЗ	I5	0,00I0	0,0I50	
I4.23. Система автоматики и отдельные элементы				
Автомат контроля пламени Пламя	8	0,0024	0,0I92	
Кнопки четырехполюсные	40	0,0023	0,0920	
Выключатели конечные	I5	0,0023	0,0345	
Реле сигнализации РНС-3М	300	0,0008	0,2400	
Реле времени	60	0,0008	0,0480	
Реле температурные диаметрические ТУДЭ	I5	0,0032	0,0480	
Реле герметичные	I50	0,0005	0,0750	
Реле промежуточное Шрайк	I50	0,0005	0,0750	
I4.24. Щитовые приборы Вольтметры М206	8	0,0024	0,0I92	
Итого:			6,2795	27

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
I5. Резервуарный парк				
I5.I. С полевой системой дистанционного измерения уровня в резервуарах (уровнемер жидкости с механическим цифровым индикатором и кодовым датчиком системы КОР-ВОЛ)	I	0,0230	0,0287	
Электрический датчик температуры Минитак	I	0,0099	0,0I24	
Цифровой селектор места измерения (КОР-ВОЛ)	I	0,0086	0,0I08	
Распределитель аналоговой цепи измерения (КОР-ВОЛ)	I	0,00I3	0,00I6	
Распределительная коробка	I	0,00I3	0,00I6	
Итого:			0,055I	28
I5.2. С дистанционным управлением из операторной ТП				
Щит диспетчера	I	0,059I	0,0739	
Центральный вызывной индикатор ЦВИ	I	0,0086	0,0I07	
Перфоратор	I	0,0I95	0,0244	
Электроуправляемая пишущая машинка Цеплатрон	I	0,0I35	0,0I70	
Распределитель аналоговой цепи измерения	I	0,00I3	0,00I6	
Блок обслуживания	I	0,00I6	0,002I	
Линейный усилитель	I	0,0086	0,0I08	
Микропроцессорная электроника сбора данных со встроенным консольным пультом оператора	I	0,6970	0,87I2	
Видиомонитор	I	0,0I35	0,0I70	
Матричное печатающее устройство	I	0,0035	0,0044	
Пульт сбора данных типа А	I	0,2788	0,3485	
Итого			I,38I6	29
I5.3. Оборудованный уровнемерами:				
Уровнемер жидкости УДУ-5	I	0,0095	0,0II9	
Уровнемер жидкости УДУ-I0	I	0,0067	0,0084	
Пульт контроля сигнализации ПКС-2	I	0,0I72	0,02I6	
Итого			0,04I9	30

Примечание. Гр. 4 подсчитана с учетом К=I,25 на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные, организационные работы, обслуживание кабелей) и переходы между объектами.

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
I6. Насосная нефтяная (бензонасосная)				
Блок местной автоматики насосов	I	0,0085	0,0085	
Аппаратура контроля температуры АКТ-I	3	0,0098	0,0294	
Термометры сопротивления	I2	0,0006	0,0072	
Электроконтактные манометры ВЭ-I6РБ	6	0,00I5	0,0090	
Сигнализатор падения давления воздуха в системе обдува эл.двигателя СПДМ-I00	3	0,0020	0,0060	
Сигнализатор взрывоопасной концентрации СВК-3М	I	0,009I	0,009I	
Блок пожарной сигнализации ПИО-068	Iкт	0,0049	0,0049	
Датчик пожарной сигнализации ДПС-038		0,0026	0,0026	
Итого:			0,0767	
Кроме того, 25% на текущую эксплуатацию, на проверку и настройку концевых выключателей, контрольных кабелей			0,0I92	
Всего:			0,0959	3I
I7. Блок теплообменников				
Система регулирования давления МС-П2	I	0,0027	0,0027	
ПВ I0,I3	I	0,0049	0,0049	
ПРЗ,3I	I	0,0036	0,0036	
ИМ	I	0,0024	0,0024	
Система измерения расхода ДКН	2	0,0006	0,00I2	
ДМПК-I00	2	0,0032	0,0064	
ПВI0.I3	2	0,0049	0,0098	
Термометры ТСА	6	0,006I	0,0366	
Электроконтактные манометры ВЭ-I6РБ	2	0,00I6	0,0032	
Электронный мост ЭМП-I09	I	0,0I74	0,0I74	
Редуктор давления с фильтром РДФ-3	6	0,0008	0,0048	
Итого:			0,0930	
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные, организационные работы), переходы между объектами, обслуживание пневмолиний, контрольных кабелей			0,0372	
Всего:			0,I302	32

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
I8. Блок обессоливания нефти				
Система регулирования давления МС-П2	I	0,0027	0,0027	
ПВI0.I3	I	0,0049	0,0049	
ПРЗ.3I	I	0,0036	0,0036	
ИМ	I	0,0024	0,0024	
Система измерения давления МС-П2	I	0,0027	0,0027	
ПВI0.I3	I	0,0049	0,0049	
Система регулирования расхода				
ДКН	I	0,0006	0,0006	
ДМПК-I00	I	0,0032	0,0032	
ПВI0.I3	I	0,0049	0,0049	
ПРЗ.3I	I	0,0036	0,0036	
ИМ	I	0,0024	0,0024	
Регулятор межфазного уровня с датчиком и исполнительным механизмом РУМФ	2	0,0I75	0,0350	
Поточный влагомер "Фотон-П2"	I	0,2922	0,2922	
Поточный солемер "ИОН-П2"	I	0,0508	0,0508	
Редуктор давления с фильтром РДФ-3	8	0,0008	0,0064	
Манометр технический ОНМ	3	0,0003	0,0009	
Итого:			0,42I2	
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные, организационные работы) переходы между объектами, обслуживание пневмолиний, контрольных кабелей			0,I685	
Всего:			0,5897	33
I9. Блок обезвоживания				
Система дистанционного измерения давления				
МС-П2	2	0,0027	0,0054	
ПВI0.I3	2	0,0049	0,0098	
Система дистанционного измерения расхода				
ДКН	I	0,0006	0,0006	
ДМПК-I00	I	0,0032	0,0032	
ПВI0.I3	I	0,0049	0,0049	
Регулятор межфазного уровня с датчиками и регулирующими клапанами РУМФ	4	0,0I74	0,0700	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Датчики температуры ТХК	2	0,0001	0,0002	
Электроконтактные манометры ВЭ-16РБ	3	0,0016	0,0048	
Влагомер поточный УНВ-2МС или ЦВН-2С	2	0,0207	0,0414	
Редуктор давления с фильтром РДФ-3	10	0,0008	0,0080	
Манометр технический ОБМ	2	0,0003	0,0006	
Итого:			0,1489	
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные, организационные работы), переходы между объектами, обслуживание пневмолиний, контрольных кабелей			0,0596	
Всего:			0,2085	34
20. Электродегидратор				
Система измерения и регулирования уровня				
УБ-П	1	0,0019	0,0019	
ПВ10.1Э	1	0,0049	0,0049	
ПРЗ.31	1	0,0036	0,0036	
ИМ	1	0,0024	0,0024	
Система регулирования давления				
МС-П2	1	0,0027	0,0027	
ПВ10.1Э	1	0,0049	0,0049	
ПРЗ.31	1	0,0036	0,0036	
ИМ	1	0,0024	0,0024	
Система дистанционного измерения расхода				
ДКН	1	0,0006	0,0006	
ДМПК-100	1	0,0032	0,0032	
ПВ10.1Э	1	0,0049	0,0049	
ПРЗ.31	1	0,0036	0,0036	
ИМ	1	0,0024	0,0024	
Сигнализатор уровня ПРЦ	1	0,0082	0,0082	
Манометры электроконтактные ВЭ-16РБ	4	0,0016	0,0064	
Регулятор давления с фильтром РДФ-3	8	0,0008	0,0064	
Манометр технический ОБМ	2	0,0003	0,0006	
Итого:			0,0627	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные, организационные работы), переходы между объектами, обслуживание пневмолиний, контрольных кабелей			0,0251	
Всего:			0,0878	35
21. Печи для подогрева нефти (на один блок)				
Блок контроля и защиты	I	0,0024	0,0024	
Система дистанционного измерения давления				
МС-П2	I	0,0027	0,0027	
ПВ10.1Э	I	0,0049	0,0049	
Система дистанционного измерения расхода				
ДКН	7	0,0006	0,0042	
ДМПК-100	7	0,0032	0,0224	
ПВ10.1Э	7	0,0049	0,0343	
Манометры электроконтактные ЭКМ-1	7	0,0013	0,0091	
Электронный потенциометр КСП-4	2	0,0184	0,0368	
Термометры ТХК	5	0,0001	0,0014	
Клапан соленоидный КСП-4	2	0,0021	0,0042	
Клапан регулирующий ПРК	2	0,0014	0,0028	
Отсекатель коллекторов ОКГ-6	2	0,0025	0,0050	
Блок контроля пламени "Сигнал"	I	0,0024	0,0024	
Регулятор давления с фильтром РДФ-3	16	0,0008	0,0128	
Манометр технический ОБМ	3	0,0003	0,0009	
Итого:			0,1463	
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы), переходы между объектами, обслуживание пневмолиний, контрольных кабелей			0,0585	
Всего:			0,2048	36

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
22. Блок стабилизации нефти				
Система регулирования температуры верха колонны				
ТХК	I	0,000I	0,000I	
ПТ-ТП-6Ғ	I	0,0I29	0,0I29	
ЭПП	I	0,0039	0,0039	
ПВІО.ІЭ	I	0,0049	0,0049	
ПРЗ.3І	I	0,0036	0,0036	
ИМ	I	0,0024	0,0024	
Система регулирования давления				
МС-П2	I	0,0027	0,0027	
ПВІО.ІЭ	I	0,0049	0,0049	
ПРЗ.3І	I	0,0036	0,0036	
ИМ	I	0,0024	0,0024	
Система регулирования уровня УБ-П	4	0,00I9	0,0076	
ПВІО.ІЭ	4	0,0049	0,0I96	
ПРЗ.3І	4	0,0036	0,0I44	
ИМ	4	0,0024	0,0096	
Система измерения расхода				
ДКН	I	0,0006	0,0006	
ДМПК-I00	I	0,0032	0,0032	
ПВІО.ІЭ	I	0,0049	0,0049	
Электроконтактные манометры ЭКМ-I	5	0,00I3	0,0065	
Регулятор давления с фильтром РДФ-3	I4	0,0008	0,0II2	
Манометр технический ОБМ	2	0,0003	0,0006	
Итого:			0,II96	
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы) переходы между объектами, обслуживание пневмолиний, контрольных кабелей			0,0478	
Всего:			0,I674	37
23. Установка по дополнительному отбору ПКДУ				
Манометры сильфонные с пневмовыходом МС-П2	2	0,0027	0,0054	
Вторичные приборы пневматические ПВІО.ІЭ	4	0,0049	0,0I96	
Регуляторы уровня с пневматическим выходом РУДШ, УБ-П	2	0,00I9	0,0038	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Регулятор пневматический ПРЗ-3I	4	0,0036	0,0I49	
Датчики уровня МЭСУ-IК	2	0,00I3	0,0026	
Регулирующие клапана 25С48НТ	5	0,00I8	0,0090	
Электронный мост ЭМП-209	I	0,0I74	0,0I74	
Термометры сопротивления ТСП	4	0,0062	0,0248	
Регулятор давления с фильтром РДФ-3	I3	0,0008	0,0I04	
Манометр технический ОБМ	5	0,0003	0,00I5	
Итого:			0,I094	
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы), переходы между объектами, обслуживание пневмолиний, контрольных кабелей			0,0438	
Всего:			0,I532	38
24. Циркуляционная водонасосная				
Система регулирования уровня РУБ-I	I	0,00I9	0,00I9	
ПВI0.I3	I	0,0049	0,0049	
ИМ	I	0,0024	0,0024	
Манометр электроконтактный ЭКМ-IУ	I0	0,00I3	0,0I30	
Блок местной автоматики БМА	I	0,0I25	0,0I25	
Датчик температуры подшипников ТСМ	6	0,0003	0,00I8	
Блок температурной защиты АКТТ-I	3	0,0098	0,0294	
Электрозадвижки с электроприводом	5	0,00I2	0,0060	
Релейные шкафы управления насосами, задвижками, вентиляторами	3	0,006I	0,0I83	
Редуктор давления с фильтром РДФ-3	2	0,0008	0,00I6	
Манометр технический ОБМ	2	0,0003	0,0006	
Итого:			0,0924	
Кроме того, 30% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы), переходы между объектами, обслуживание пневмолиний, контрольных кабелей			0,0277	
Всего:			0,I20I	39
25. Бензосклад (на I емкость)				
Система измерения уровня РУБ-I	I	0,00I9	0,00I9	
ПВI.3	I	0,0049	0,0049	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Датчик уровня	I	0,0028	0,0028	
Блок автоматики	I	0,0I33	0,0I33	
Манометр электроконтактный ВЭ-I6РБ	I	0,00I6	0,00I6	
Редуктор давления с фильтром РДФ-3	2	0,0008	0,00I6	
Манометр технический ОБМ	I	0,0003	0,0003	
Итого:			0,0264	
Кроме того, 40% на прочие работы (текущая эксплуатация, частичная проверка, реконструктивные и организационные работы), переходы между объектами, обслуживание контрольных кабелей			0,0I06	
Всего:			0,0370	40
26. Блок реагентного хозяйства				
Щит контроля и управления	I	0,0053	0,0053	
Указатель уровня УДУ-5М	2	0,0095	0,0I90	
Дифманометр ДМ3538	I	0,0036	0,0036	
Мост электронный КСМ-I	2	0,0I30	0,0260	
Термометр сопротивления ТСМ-I	I	0,0003	0,0003	
Манометр технический ОБМ	I	0,0003	0,0003	
Манометр электроконтактный ВЭ-I6РБ	I	0,00I6	0,00I6	
Итого:			0,056I	
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, обслуживание контрольных кабелей, реконструктивные и организационные работы), переходы между объектами			0,0224	
Всего:			0,0785	4I
27. Очистные сооружения				
Приборы расхода:				
ДКН	I	0,0006	0,0006	
ДМ-3583	I	0,0036	0,0036	
КСД-2-054	I	0,004I	0,004I	
Уровнемер УДУ-5М	I	0,0095	0,0095	
Датчики предельного уровня ДПУ-IМ	I	0,0028	0,0028	
Прибор контроля качества воды "АКСВ" или "Ойлтест"	2	0,3249	0,6498	
Манометр электроконтактный ВЭ-I6РБ	I	0,00I6	0,00I6	
Манометр технический ОБМ	I	0,0003	0,0003	
Итого:			0,6723	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы) и переходы между объектами			0,2689	
Всего:			0,9412	42
28. Компрессорная воздушная (на 2 компрессора)				
Блок местной автоматики БМА	2	0,0125	0,0250	
Блок силовой СБ	1	0,0061	0,0061	
Регулятор давления РД-16	1	0,0012	0,0012	
Командный ал.пневматический прибор КЭП-1ПУ	1	0,0057	0,0057	
Манометр ал.контактный ЭКМ-1У	3	0,0013	0,0039	
Термометр ал.контактный ЭКТ-1	3	0,0050	0,0150	
Термометр монометрический ТСМ-200	3	0,0093	0,0279	
Дифманометр ДМ-3574	1	0,0036	0,0036	
Сужающее устройство ДКН	1	0,0006	0,0006	
Вторичный прибор КСД-2-054	1	0,0041	0,0041	
Клапан регулирующий КР	2	0,0014	0,0028	
Установка осушки воздуха ОУВ-10	1	0,0422	0,0422	
Итого:			0,1381	
Кроме того, 25% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы), переходы между объектами, обслуживание контрольных кабелей			0,0345	
Всего			0,1726	43
29. Компрессорная станция (импортная часть)				
Приборы КИПиА линии К-100, К-200, К-300				
Дроссельная заслонка	6	0,0055	0,0330	
Антипомпажный вентиль (регулятор производительности)	3	0,0055	0,0165	
Отсекающий клапан	50	0,0119	0,5950	
Электровентиль	50	0,0119	0,5950	
Сужающее устройство	5	0,0008	0,0040	
Датчик расхода	5	0,0037	0,0185	
Контактор давления	21	0,0036	0,0756	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Технический манометр	2I	0,0002	0,0042	
Датчик давления РТ	36	0,0060	0,2I60	
Регулятор уровня	3	0,0038	0,0II4	
Указатель уровня жидкости	4	0,006I	0,0244	
Датчик предельного уровня	30	0,0055	0,I650	
Термометр манометрический	I3	0,0009	0,0II7	
Зонд с сопротивлением	9	0,0003	0,0027	
Регулятор температуры	9	0,0027	0,0243	
Контактор температуры	20	0,0009	0,0I80	
Анализатор	I	0,0II0	0,0II0	
Датчик вибрации	36	0,0086	0,3096	
Усилитель вибрации	36	0,0086	0,3096	
Датчик осевого сдвига	9	0,0086	0,0774	
Усилитель осевого сдвига	9	0,0086	0,0774	
Термопара	36	0,0001	0,0036	
Итого:			2,6039	
Приборы системы "Факел"				
Регулировочный клапан	6	0,0018	0,0I08	
Электровентиль	6	0,0II9	0,07I4	
Технический манометр	6	0,0002	0,00I2	
Контактор давления	20	0,0007	0,0I40	
Термопара	3	0,0001	0,0003	
Регулятор температуры	3	0,0027	0,008I	
Щит автоматики	I	0,0II9	0,0II9	
Сигнальная арматура	20	0,0022	0,0440	
Итого:			0,I6I7	
Приборы КИПиА-сеть конденсаторов				
Датчик уровня жидкости	I	0,00I9	0,00I9	
Регулятор уровня	I	0,0038	0,0038	
Указатель уровня жидкости	I	0,0063	0,0063	
Регулировочный клапан	4	0,0038	0,0I52	
Технический манометр	I	0,0002	0,0002	
Термометр	I	0,00I0	0,00I0	
Контактор давления	20	0,0009	0,0I80	
Датчик предельного уровня	I0	0,0020	0,0020	
Регулировочный клапан	2	0,0038	0,0076	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Контактор температуры	I	0,0009	0,0009	
Регулятор давления	I	0,0019	0,0019	
Электроприводная задвижка	6	0,0119	0,0714	
Итого:			0,1482	
Приборы КИПиА-регенерация гликоля				
Регулировочный клапан	9	0,0038	0,0342	
Электровентиль	I0	0,0119	0,1190	
Сигнализатор расхода	2	0,0078	0,0156	
Технический манометр	7	0,0002	0,0014	
Контактор давления	6	0,0009	0,0054	
Регулятор уровня	4	0,0038	0,0152	
Датчик уровня жидкости	2	0,0020	0,0040	
Указатель уровня жидкости	6	0,0062	0,0372	
Сигнализатор уровня	9	0,0055	0,0495	
Термометры	7	0,0009	0,0063	
Регулятор температуры	2	0,0027	0,0054	
Контактор температуры	7	0,0009	0,0063	
Детектор пламени	I	0,0032	0,0032	
Усилитель	I	0,0097	0,0097	
Щит автоматики	I	0,0119	0,0119	
Универсальный переключатель	2	0,0022	0,0044	
Сигнальная арматура	3	0,0021	0,0063	
Кнопка управления	6	0,0023	0,0138	
Итого:			0,3488	
Приборы КИПиА-маслостанция				
Клапан регулировочный	8	0,0038	0,0304	
Регулятор давления	2	0,0020	0,0040	
Датчик управления жидкости	6	0,0020	0,0120	
Регулятор уровня	6	0,0038	0,0228	
Указатель уровня жидкости	I9	0,0062	0,1178	
Датчик предельного уровня	9	0,0020	0,0180	
Электровентили	6	0,0119	0,0714	
Манометр технический	25	0,0002	0,0050	
Электроприводные задвижки	6	0,0119	0,0714	
Термометр	20	0,0009	0,0180	
Контактор температуры	6	0,0009	0,0054	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Контактор давления	22	0,0009	0,0198	
Контактор расхода	2	0,0037	0,0074	
Щит автоматики	I	0,0II9	0,0II9	
Итого:			0,4I53	
Приборы КИПиА-воздушная компрессорная				
Манометр	I	0,0002	0,0002	
Контактор давления	6	0,0009	0,0054	
Контактор температуры	8	0,0009	0,0072	
Анализатор	I	0,0II0	0,0II0	
Щит автоматики	I	0,0II9	0,0II9	
Автоматическое управление воздушными компрессорами	2	0,0I20	0,0240	
Итого:			0,0597	
Общие приборы КИПиА-щит управления КС				
Органы управления общей частью и регенерацией гликоля				
Щит общих параметров	2	0,0I20	0,0240	
Универсальный переключатель	I4	0,002I	0,0294	
Сигнальная арматура	I32	0,002I	0,2772	
Кнопка управления	30	0,0023	0,0690	
Итого:			0,3996	
Органы управления К-I00, К-200,К-300				
Регулирующие сигнальные приборы				
Щит автоматики	3	0,0II9	0,0357	
Кнопки управления	84	0,0023	0,I932	
Сигнальная арматура	I86	0,0022	0,4092	
Потенциометр многоточечный	5	0,0053	0,0265	
Электронный регулятор	I8	0,0I27	0,2286	
Сигнализатор обнаружения газа	I8	0,0I22	0,2I96	
Кнопки с ключом	2I	0,0023	0,0483	
Сигнализатор обнаружения точки росы	2	0,0093	0,0I86	
Щит пожарной автоматики	I	0,0II9	0,0II9	
Сигнализаторы обнаружения вибрации	24	0,0086	0,2064	
Сигнализаторы обнаружения пожара	I9	0,0II9	0,226I	
Указатель радиальных вибраций	I8	0,0086	0,I548	
Указатель осевого сдвига	9	0,0086	0,0774	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Блоки питания и приема	6	0,0029	0,0174	
Стойка измерительных приборов	60	0,0161	0,9660	
Сигнальная арматура	144	0,0022	0,3168	
Переключатель	90	0,0022	0,1980	
Звуковая сигнализация :Ревун-48"	1	0,0008	0,0008	
Щиты автоматики на базе микропроцессора	2	0,0119	0,0238	
Реле времени 48В	262	0,0006	0,1572	
Реле 110В	14	0,0005	0,0070	
Реле 220 В	2	0,0005	0,0010	
Реле 48 В с выдержкой времени	6	0,0005	0,0030	
Реле 320 В с выдержкой времени	2	0,0005	0,0010	
Переходное реле 48 В	4	0,0008	0,0032	
Пульсирующее реле 48 В	1	0,0006	0,0006	
Двухпозиционное реле 48 В	92	0,0008	0,0736	
Реле времени 48 В	2	0,0006	0,0012	
Вспомогательный релейный блок	3	0,0030	0,0090	
Итого:			3,6359	
Приборы КИПиА-площадка входных сепараторов				
Щит общих параметров	1	0,0030	0,0030	
Сигнализаторы уровня	8	0,0032	0,0256	
Датчики уровня	5	0,0020	0,0100	
Клапан регулировочный	5	0,0038	0,0190	
Усилитель	5	0,0097	0,0485	
Регулятор уровня	5	0,0038	0,0190	
Электроконтактный манометр	6	0,0007	0,0042	
Универсальный переключатель	7	0,0022	0,0154	
Кнопка управления	5	0,0023	0,0115	
Звуковая сигнализация "Ревун"	1	0,0008	0,0008	
Клапан соленоидный	5	0,0007	0,0035	
Итого:			0,1605	
Всего по компрессорной станции			7,9336	44
30. Газораспределительный пункт ГРП				
Система дистанционного измерения расхода газа ДКН	1	0,0006	0,0006	
ДМПК-100	1	0,0032	0,0032	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
ПВ10.1Э	I	0,0049	0,0049	
ПЭ-55М	I	0,0083	0,0083	
Система дистанционного измерения давления газа				
МС-П2	I	0,0027	0,0027	
ПВ10.1Э	I	0,0049	0,0049	
ПЭ-55М	I	0,0083	0,0083	
Расходомер ДСС-710	I	0,0057	0,0057	
Прибор давления МГ	I	0,0021	0,0021	
МТС	I	0,0011	0,0011	
Система дистанционного измерения температуры газа				
ТСП	I	0,0061	0,0061	
НЛ-СЛШ	I	0,0129	0,0129	
Электроконтактные манометры ВЭ-16РБ	3	0,0016	0,0048	
Регулятор давления с фильтром РДФ-3	4	0,0008	0,0032	
Манометр технический ОБМ	3	0,0003	0,0009	
Итого:			0,0697	
Кроме того, 25% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, организационные и реконструктивные работы), переходы между объектами, обслуживание контрольных кабелей			0,0174	
Всего:			0,0871	45
31. Котельная				
31.1. Общие средства КИПиА, установленные в котельной				
Щит общекотельной автоматики	I	0,0132	0,0185	
Дифманометр сильфонный ДСС-710	3	0,0057	0,0239	
Дифманометр показывающий с сигнальным контактом ДСП	2	0,0050	0,0140	
Сужающее устройство ДКН	5	0,0006	0,0042	
Термометр показывающий с сигнальным контактом ТПК-СК	I	0,0075	0,0106	
Термометр самопишущий газовый ТСГ-712	I	0,0075	0,0106	
Термометр самопишущий МТС-712	I	0,0011	0,0015	
Счетчик воды ВВ-50	I	0,0080	0,0112	
Счетчик воды ТОР-1-50	I	0,0080	0,0112	
Итого:			0,1057	46

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Примечание. Гр. 4 подсчитана с учетом К=I,40 на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы) и переходы между объектами				
3I.2. Средства КИПиА, установленные в котле ДКВР-4-I6				
Щит автоматики котла	I	0,0I33	0,0I33	
Сигнализатор падения давления СПД	3	0,002I	0,0063	
Манометр электрический с дистанционной передачей МЭД	I	0,0022	0,0022	
Регулятор электрический системы "Кристалл" Р-25-I	4	0,00I0	0,0040	
Гидравлический исполнительный механизм ГИМ	4	0,0040	0,0I60	
Лагометр Л-64	I	0,0049	0,0049	
Термометры сопротивления ТСП-I	2	0,006I	0,0I22	
Электроконтактный манометр ЭКМ-IУ	4	0,00I3	0,0052	
Отсекатель газового коллектора ОКГ-4	I	0,0025	0,0025	
Запальное защитное устройство ЗЗУ-2	I	0,00I7	0,00I7	
Тягонапоромеры ТНМ-I	2	0,0007	0,00I4	
Итого:			0,0697	
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы) и переходы между объектами			0,0279	
Всего			0,0976	47
32. Приборы КИПиА, установленные в котельной с двумя водогрейными котлами (финская)				
Клапан регулировочный	4	0,0038	0,0I52	
Блок регулировки давления	2	0,0II9	0,0238	
Клапан магнитный	8	0,0007	0,0056	
Определитель утечки газа	2	0,0I42	0,0284	
Система измерения количества тепла:				
Калориметр	2	0,0074	0,0I48	
Преобразователь импульсов	2	0,0I94	0,0388	
Датчик сопротивления	4	0,0006	0,0024	
Водомер	2	0,0028	0,0056	
Система регулировки горячей воды:				
Щит управления	2	0,0II9	0,0238	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Клапан регулировочный	2	0,0037	0,0074	
Датчик температуры воды	2	0,0006	0,0012	
Датчик температуры атмосферного воздуха	2	0,0006	0,0012	
Система подачи добавочной воды:				
Щит управления	2	0,0119	0,0238	
Электроды уровнемерные	8	0,0066	0,0528	
Магнитный клапан	2	0,0007	0,0014	
Регулятор температуры	2	0,0027	0,0054	
Чувствительный элемент (термопара)	2	0,0002	0,0004	
Водомер	2	0,0028	0,0056	
Расходомер жидкого топлива	2	0,0044	0,0088	
Расходомер газа	2	0,0044	0,0088	
Рабочий ограничительный термостат	2	0,0009	0,0018	
Регулировочный термостат (тягонапоромер)	2	0,0018	0,0036	
Термостат с сигнализацией верхнего и нижнего уровня	4	0,0009	0,0036	
Комнатный термостат	2	0,0009	0,0018	
Термостат защиты от замерзаний	2	0,0009	0,0018	
Термостат регулировочноограничительный	4	0,0009	0,0036	
Контроллер давления	4	0,0015	0,0060	
Термометр манометрический	16	0,0014	0,0224	
Манометр с сигнализацией верхнего и нижнего пределов	2	0,0006	0,0012	
Манометр технический	20	0,0003	0,0060	
Ключ управления с кнопкой	14	0,0023	0,0322	
Реле	70	0,0005	0,0350	
Итого:			0,3942	48
33. Установка осушки газа (производство ГДР)				
Щит общих параметров				
Универсальный переключатель УП	3	0,0005	0,0015	
Кнопка управления с ключом К-03	8	0,0002	0,0016	
Промежуточное реле П-6	36	0,0006	0,0216	
Реле времени ВС-10-64	4	0,0007	0,0028	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	'5
Реле температурное РТ-230	6	0,0014	0,0084	
Устройство зажигания факелов	I	0,0119	0,0119	
Сигнализатор уровня ДПУ-10	8	0,0028	0,0224	
Электроконтактный манометр ЭКМ-1У	6	0,0013	0,0078	
Технический манометр ОБМ-160	20	0,0003	0,0060	
Сужающее устройство ДКН	I	0,0008	0,0008	
Расходомер газа ДМПК-100	I	0,0032	0,0032	
Термопара ТХК-УХУ	2	0,0001	0,0002	
Потенциометр многоточечный	I	0,0075	0,0075	
Сигнализатор горючих газов СНК	3	0,0091	0,0273	
Электронный регулятор РПИК	2	0,0048	0,0096	
Электроконтактный термометр	3	0,0010	0,0030	
Звуковая сигнализация "Ревун"	I	0,0043	0,0043	
Клапан регулирующий ПРК	3	0,0014	0,0042	
Вторичный прибор УРБ-32Б	2	0,0048	0,0096	
Автомат откачки АО-5	3	0,0011	0,0033	
Датчик контроля пламени	I	0,0032	0,0032	
Исполнительный механизм ГИМ-Д	2	0,0040	0,0080	
Регулятор давления РД	5	0,0012	0,0060	
Термометр технический ТПГ	10	0,0014	0,0140	
Отсекатель газа	3	0,0018	0,0054	
Усилитель УТ	24	0,0048	0,1152	
Блок местной автоматики БМА-I	I	0,0125	0,0125	
Электроприводная задвижка ЭПЗ-2	3	0,0120	0,0360	
Итого:			0,3573	49
34. Общие средства КИПиА, установленные на одном газовом компрессоре (производство ГДР) УПН				
Щит общих параметров				
Универсальный переключатель УП	3	0,0005	0,0015	
Кнопка управления с ключом	10	0,0002	0,0020	
Промежуточное реле П-6	15	0,0006	0,0090	
Реле температурное ТР-3	3	0,0014	0,0042	
Сигнализатор уровня ПШ-64	3	0,0020	0,0060	
Датчик предельного уровня ДПУ-10	3	0,0028	0,0084	
Электроконтактный манометр ЭКМ-1У	5	0,0013	0,0065	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Технический манометр	I0	0,0002	0,0020	
Сужающее устройство ДКН	I	0,0008	0,0008	
Расходомер газа ДП-430	I	0,0037	0,0037	
Регулятор давления РД	2	0,00I2	0,0024	
Отсекатель газа	2	0,00I8	0,0036	
Датчик реле напора ДН-40	I	0,00I9	0,00I9	
Итого:			0,0520	50
35. Общие средства КИПиА, установленные на одном компрессоре воздуха				
Щит автоматики (нестандартный)	I	0,0II9	0,0II9	
Автоматическое управление воздушным компрессором	I	0,0II9	0,0II9	
Электроконтактный манометр ЭКМ	2	0,00I3	0,0026	
Регулятор давления РД	I	0,00I2	0,00I2	
Термопара ТХК-УХУ	8	0,000I	0,0008	
Потенциометр многоточечный ЭПП-09	2	0,0I6I	0,0322	
Итого:			0,0606	5I
36. Общие средства КИПиА, установленные на узле учета при ГПЗ				
Универсальный переключатель УП	5	0,0005	0,0025	
Кнопка управления КОВ	I0	0,0002	0,0020	
Промежуточное реле П-6	20	0,0006	0,0I20	
Реле времени ВС-I0-33	4	0,0007	0,0028	
Потенциометр многоточечный ЭПП-09	I	0,0I6I	0,0I6I	
Термопара ТХК-УХУ	5	0,000I	0,0005	
Электроконтактный манометр ЭКМ	2	0,00I3	0,0026	
Сигнализатор уровня ДДУ-I0	II	0,0028	0,0308	
Технический манометр ОБМ-I60	20	0,0003	0,0060	
Сужающее устройство ДКН	5	0,0008	0,0040	
Расходомер газа ДМПК-I00	5	0,0032	0,0I60	
Звуковая сигнализация "Рэвун-48"	I	0,0043	0,0043	
Клапан регулирующий ПРК	5	0,00I4	0,0070	
Регулятор давления РДФ-3	20	0,0008	0,0I60	
Электроприводная задвижка ЭПЗ-2	20	0,0I20	0,2400	
Вторичный прибор с ленточной диаграммой ЭМД-I09Н	II	0,0004	0,0044	
Итого:			0,3670	52

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
37. Групповая установка типа "Сателлит"				
37.I. Блок замерного сепаратора				
Регулятор уровня	I	0,0033	0,0033	
Регулятор давления	I	0,002I	0,002I	
Датчик давления	I	0,0025	0,0025	
Фильтр-редуктор приборов газа	2	0,002I	0,0042	
Трехходовой переключательный клапан с электроприводом	25	0,0070	0,I750	
Турбинный счетчик	I	0,0049	0,0049	
Влагомер с датчиком	I	0,0I07	0,0I07	
Датчик Н-I для замера газа	I	0,0I39	0,0I39	
Отопительное оборудование	20	0,0006	0,0I20	
Аварийная система включения вентиляции	I	0,0II5	0,0II5	
Клапан-регулятор уровня	I	0,0070	0,0070	
Клапан-регулятор давления	I	0,0070	0,0070	
Осветительное оборудование	6	0,0006	0,0036	
Итого:			0,2577	53
37.2. Здание группового сепаратора				
Регулятор уровня группового сепаратора	I	0,0II5	0,0II5	
Регулятор давления	I	0,0090	0,0090	
Датчик давления	3	0,0025	0,0075	
Термометр группового сепаратора	I	0,00I4	0,00I4	
Редуктор давления с фильтром	2	0,00I4	0,0028	
Регулятор уровня абсорбера	2	0,0033	0,0066	
Регулятор температуры абсорбера	I	0,0049	0,0049	
Термометр абсорбера	I	0,00I4	0,00I4	
Регулятор температуры регенератора	3	0,0066	0,0I98	
Переключатель пневматический	I	0,002I	0,002I	
Соленоидный клапан	I	0,00I4	0,00I4	
Редукционный клапан	I	0,0006	0,0006	
Термометр генератора	I	0,0006	0,0006	
Дроссель	2	0,0002	0,0004	
Фильтр-редуктор приборов газа	9	0,00I4	0,0I26	
Термопара	I	0,0006	0,0006	
Датчик	I	0,004I	0,004I	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Турбинный счетчик	I	0,0049	0,0049	
Влагомер с датчиком	I	0,0I3I	0,0I3I	
Датчик М-I для замера газа	3	0,0II8	0,0354	
Датчик загазованности	I	0,0I23	0,0I23	
Задвижка электроприводная	I	0,0006	0,0006	
Блок датчика сигнализатора взрывобезопасной концентрации	I	0,0I25	0,0I25	
Система включения вентиляции	I	0,0II8	0,0II8	
Отопительное оборудование	27	0,0002	0,0054	
Осветительное оборудование	8	0,0004	0,0032	
Клапан-регулятор уровня группового сепаратора	I	0,00I4	0,00I4	
Клапан-регулятор давления группового сепаратора	I	0,00I4	0,00I4	
Клапан-регулятор уровня абсорбера	2	0,00I4	0,0028	
Клапан-регулятор температуры абсорбера	I	0,00I4	0,00I4	
Клапан-регулятор температуры регенератора	2	0,00I4	0,0028	
Итого:			0,I963	54
37.3. Здание КИП				
Блок питания и приема	I	0,0028	0,0028	
Зарядный агрегат I2 В	I	0,0II5	0,0II5	
Панель группового манифольда	I	0,0I64	0,0I64	
Блок автомат, исследования скважин	I	0,02I3	0,02I3	
Удаленное сканирующее устройство	I	0,0II5	0,0II5	
Компьютер нефти	2	0,0057	0,0II4	
Компьютер газа	4	0,0057	0,0228	
Аварийная панель	2	0,0074	0,0I48	
Удаленное терминальное устройство	I	0,0254	0,0254	
Выходное контрольное устройство	3	0,0II5	0,0345	
Блок сопряжения	I	0,0II5	0,0II5	
Отопительное оборудование	8	0,0006	0,0048	
Коммутационная аппаратура	I8	0,00I4	0,0252	
Вторичный прибор загазованности	I	0,0049	0,0049	
Осветительное оборудование	2	0,0028	0,0056	
Итого:			0,2244	55

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
37.4. Оборудование ДП				
Блок питания I2 А	20	0,0070	0,I400	
Печатающая машинка испытания	20	0,0076	0,I520	
Печатающая машинка группы	20	0,0070	0,I400	
Главное сканирующее устройство	20	0,0I89	0,3780	
Панель аварии	I	0,0090	0,0090	
Панель сирены	I	0,0090	0,0090	
Итого:			0,8280	56
38. Блочная деэмульсионная установка УДО-3М				
Блок местной автоматики БМА	I	0,0I25	0,0I25	
Регулятор уровня поплавковый РУМ-I8	2	0,00I8	0,0036	
Регулятор давления РДУК-2	I	0,0009	0,0009	
Регулятор температуры РТ-25	I	0,0020	0,0020	
Манометр электроконтактный ВЭ-I6РБ	3	0,00I6	0,0048	
Термометр электроконтактный ТС-I00	I	0,0025	0,0025	
Итого:			0,0263	
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, реконструктивные, организационные работы) и переходы между объектами			0,0I05	
Всего:			0,0368	57
39. Средства сбора и обработки информации				
Устройство телемеханики ТМ-600М	I	0,848I	0,848I	58
ТМ-620	I	0,848I	0,848I	59
ТМ-620-0I	I	0,848I	0,848I	60
ТМ-300	I	0,9783	0,9783	6I
Система КТС ЛИУС	I	0,3728	0,3728	62
Система "Учет-2"	I	0,3022	0,3022	63
40. Средства КИПиА, установленные на компрессорной станции с компрессорными агрегатами 8ГК, I0ГК,КС-550				
40.I. Общие средства КИПиА,установленные на компрессорной станции				
Щит автоматики	I	0,0048	0,0048	
Сигнализатор взрывоопасной концентрации СНК-3М	2	0,009I	0,0I82	
Сигнальная арматура	6	0,0027	0,0I62	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Кнопка управления К-03	6	0,0002	0,0012	
Реле промежуточное ПЭ-6	14	0,0006	0,0084	
Сужающее устройство ДКН-10	2	0,0008	0,0016	
Дифманометр сильфонный с дополнительной записью давления ДСС-735	2	0,0082	0,0164	
Регулятор уровня поплавковый РУПШ-64	2	0,0034	0,0068	
Датчик предельного уровня ДПУ-1	3	0,0028	0,0084	
Манометр электроконтактный ЭКМ	2	0,0013	0,0026	
Звуковая сигнализация "Ревун"	1	0,0043	0,0043	
Автоматическое управление воздушными компрессорами	1	0,0119	0,0119	
Счетчик расхода воды ТОР-1	1	0,0080	0,0080	
Итого на 1 компрессорную станцию			0,1088	64
40.2. Средства КИПиА, установленные на *1 компрессорном агрегате 8ГК*				
Манометр электроконтактный ВЭ-16РБ	2	0,0016	0,0032	
Датчик числа оборотов коленчатого вала компрессора	1	0,0025	0,0025	
Термопара ТХК	8	0,0001	0,0008	
Манометр технический МОШ	6	0,0003	0,0018	
Сигнальная арматура СЛУ-ВЗГ	3	0,0064	0,0192	
Итого на 1 компрессорный агрегат			0,0275	65
41. Средства КИПиА, установленные на *компрессорной станции с компрессорными агрегатами* ГТК-7/5, ОВГ-3М, ОВГ-4/5				
41.1. Общие средства КИПиА, установленные на компрессорной станции				
Щит общих параметров:				
сигнализатор взрывоопасной концентрации горючих газов в комплекте с ЭПВ-2-04 СТХ-3У	4	0,0082	0,0328	
реле промежуточное ПЭ-6	128	0,0006	0,0768	
переключатель универсальный УП	23	0,0005	0,0115	
сигнальная арматура	83	0,0027	0,2241	
кнопка управления К-03	47	0,0002	0,0094	
реле времени ВС-10-64	4	0,0007	0,0028	
звуковая сигнализация "Ревун"	1	0,0043	0,0043	
Регулятор уровня поплавковый РУПШ	4	0,0034	0,0136	
Сужающее устройство ДКН-10	2	0,0008	0,0016	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Дифманометр сильфонный с дополнительной записью ДСС-734	3	0,0082	0,0246	
Счетчик расхода воды ТОР-I	I	0,0080	0,0080	
Технический манометр ОБМ	I6	0,0003	0,0048	
Итого на I компрессорную станцию			0.4I43	66
4I.2. Местный щит автоматики компрессора ГТК-7/5, ОВГ-3М, ОВГ-4,5				
Термометр дистанционный ТП2	2	0,0068	0,0I36	
Манометр технический МОШ	6	0,0003	0,00I8	
Итого:			0,0I54	67
4I.3. Щит управления компрессором ГТК-7/5				
Потенциометр электронный многоточечный КСП-4И	I	0,0I84	0,0I84	
Регулятор электронный РПИК	I	0,0048	0,0048	
Манометр электроконтактный ЭКМ	4	0,00I3	0,0052	
Реле промежуточное ПЭ-6	34	0,0006	0,0204	
Кнопки управления К-03	30	0,0002	0,0060	
Реле времени РПВ	I	0,0026	0,0026	
Реле времени программное ВС-I0-64	I	0,0007	0,0007	
Звуковая сигнализация "Ревун"	I	0,0043	0,0043	
Термопара ТХК	II	0,000I	0,00II	
Сужающее устройство ДКН	I	0,0008	0,0008	
Датчик предельного уровня ДПУ-I	I	0,0028	0,0028	
Сигнализатор падения давления СПДМ-I00	I	0,002I	0,002I	
Электропривод к задвижке ЭВ-25; ЭВ-80	5	0,0025	0,0I25	
Итого:			0,08I7	68
42. Средства КИПиА, установленные на компрессорной станции с компрессорными агрегатами 76КГ				
42.I. Общие средства КИПиА, установленные на компрессорной станции				
Щит общих параметров:				
сигнализатор взрывоопасной концентрации горючих газов в комплекте с ДТХ СТХ-3У	4	0,0082	0,0328	
реле промежуточное ПЭ-6	24	0,0006	0,0I44	
сигнальная арматура АС-220	26	0,0002	0,0052	
кнопка управления КЕ-0IIУ3	I2	0,0003	0,0036	
реле времени З-220	I	0,0024	0,0024	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
звуковая сигнализация "Ревун"	I	0,0043	0,0043	
Сужающее устройство ДКН	2	0,0008	0,0016	
Регулятор уровня поплавковый РУПШ	3	0,0034	0,0102	
Дифманометр сильфонный с дополнительной записью ДСС-734	2	0,0082	0,0164	
Счетчик расхода воды ТОР-I	I	0,0080	0,0080	
Потенциометр электронный многоточечный КСП-4И	I	0,0184	0,0184	
Термометры сопротивления ТСП	8	0,006I	0,0488	
Технический манометр ОБМ	6	0,0003	0,0018	
Итого на I компрессорную станцию			0,1679	69
42.2. Местный щит автоматики компрессора 7ВКГ				
Термометр взрывобезопасный ТПП-4	I	0,0103	0,0103	
Регулятор давления РД-I	5	0,0012	0,0060	
Манометр технический МОШ	3	0,0003	0,0009	
Итого:			0,0172	70
42.3. Щит управления компрессором 7ВКГ				
Реле промежуточное РПУ-0-9II	I8	0,0006	0,0108	
Кнопки управления К-3-2П	9	0,0002	0,0018	
Сигнальное табло АМЕ	I2	0,0002	0,0024	
Реле времени ВС-I0-64	I	0,0007	0,0007	
Звуковая сигнализация ЗВРф24У	I	0,0038	0,0038	
Трансформатор ОСМ	I	0,0064	0,0064	
Пускатель магнитный ПМЕ-2II	2	0,004I	0,0082	
Всего на I компрессорный агрегат			0,034I	7I
43. Средства КИПиА, установленные на установке по очистке газа моноэтаноламидами				
Манометр технический ОБМ	26	0,0003	0,0078	
Манометр электроконтактный ЭКМ	I2	0,00I3	0,0156	
Манометр пружинный с пневматическим выходным сигналом МСП	2	0,0029	0,0058	
Уровнемер УБ	6	0,00I9	0,0II4	
Термометр сопротивления ТСП	8	0,006I	0,0492	
Термопара ТХК	9	0,000I	0,0009	
Потенциометр электронный многоточечный КСП	3	0,0184	0,0552	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Прибор вторичный регистрирующий ПВ10.Э	10	0,0049	0,0490	
Дифманометр сильфонный самопишущий ДСС	6	0,0082	0,0492	
Исполнительный механизм ИМ	8	0,0040	0,0320	
Регулятор РПЗ-21	8	0,0036	0,0288	
Сигнальная арматура	28	0,0027	0,0756	
Переключатель универсальный УП	15	0,0005	0,0075	
Реле промежуточное ПЭ-6	24	0,0006	0,0144	
Линии связи, кабельные и импульсные трубки до 1000 п.м. при количестве жил св. 10		0,0071	0,0071	
Итого:			0,4095	72

Примечания: 1. Нормативы численности рассчитаны на среднюю насыщенность объектов нефтедобычи средствами и системами автоматизации и телемеханизации, при резких отклонениях нормативы пересчитываются на фактически установленное на одном объекте количество устройств, приборов.

2. При отсутствии централизованного ремонта средств автоматики и КИП в стационарных условиях цеха, к нормативам численности применяется коэффициент 1,15.

Таблица 79

Монтаж и наладка средств автоматизации и телемеханизации

Выполняемая работа	Единица измерения	Нормативы численности
Пусконаладочные работы и монтаж аппаратуры, средств систем	1 цех	10% от нормативной численности рабочих, занятых ремонтом и обслуживанием средств автоматики и телемеханики

Примечание. Нормативная численность рассчитывается, если монтаж и пусконаладочные работы осуществляются силами НГДУ.

Таблица 80

Централизованный ремонт средств автоматизации и КИП, подготовка производства

Выполняемая работа	Единица измерения	Нормативы численности
Централизованный ремонт средств автоматизации и КИП и подготовка производства	I цех	I5% от нормативной численности рабочих, занятых ремонтом и обслуживанием средств автоматики и телемеханики

XI. Пароводоснабжение

Таблица 8I

Обслуживание оборудования котельной

Обслуживаемое оборудование	Нормативы численности на одну смену при количестве работающих котлов			Номер норматива
	I	2-9	I0-I2	
Котлы, питательные приборы, насосы, экономайзеры, предохранительные клапаны, арматура, фильтры, конденсационные баки	I	2	3	I
	а	б	в	

Таблица 82

Подготовка воды в котельной

Суммарная производительность котлов, Гкал/ч	Нормативы численности на I смену при количестве производимых анализов в смену, до				Номер норматива
	I0	20	30	40 и более	
0,I-4	0,35	0,63	0,70	0,82	I
4,I-20	0,40	0,73	0,82	0,93	2
0,I-I50	-	0,80	0,90	I,0	3
	а	б	в	г	

Таблица 83

Обслуживание хлораторных установок

Обслуживаемое оборудование	Норматив численности на одну смену	Номер норматива
Хлораторы типа ЛОНИИ-100, аммонизаторы ЛОНИИ-100, дехлораторы типа ЛОНИИ-100, вентиляторы, весы, баки, растворители, насосы, резервуары для воды	I	I

Примечание. Хлораторная, в которой работает не более двух хлораторов, расположенная в одном здании с насосной станцией, обслуживается машинистом насосной станции.

Таблица 84

Обслуживание насосных станций водоснабжения, канализации, водоочистных станций, водогазовоздухораспределительных будок

Обслуживаемые объекты	Нормативы численности на одну смену
Насосная станция водоснабжения, канализации	См. табл.16
Водоочистные станции	См. табл.25
Водораспределительные, газовоздухораспределительные будки	См. табл.28

XIII. Производство лабораторных работ

Таблица 85

Обслуживание лабораторий резервуарных парков

Обслуживаемые объекты	Нормативы численности на одну смену на объект	дополнительно в дневную смену	Номер норматива
I	2	3	4
I. Резервуарные парки с количеством установок по подготовке нефти:			
одна деэмульсационная установка	-	I	I
две деэмульсационные установки или одна УКПН, или одна ЭЦОУ	I	-	2

10*-3517

Продолжение табл. 85

I	2	3	4
три и более дезмульсационных установок или 2-3 УКПН, или 2-3 ЭЛОУ	2	-	3
2. Резервуарные парки со сдачей товарной нефти			
в сутки (тонн) при отсутствии установок по подготовке нефти:			
от 500 до 5000	-	I	4
5000 и более	I	-	5

Примечание. Если в резервуарных парках с одной установкой для подготовки нефти или с объемом сдаваемой нефти от 500 до 5000 т в сутки сдача нефти производится круглосуточно, предусматривается I лаборант в каждую смену.

Таблица 86

Производство лабораторных работ

Выполняемая работа	Нормативы численности на 100 работ (анализов)	Номер норматива
I	2	3
Подготовительные работы		
I. Переход для отбора проб на I км	0,0202	I
2. Переезд для отбора проб на I км	0,0038	2
3. Приготовление растворов (трилон "Б", прилокаллол "А", буферный раствор, хром темносиний, хромоген черный, дифинил карбозита, КОН, HNO_3, HCl, $Ag(NO_3)_2$, J, $CaCl_2$, $BaCl_2$, $Hg(NO_3)_2$, NaOH и др.).		
а) без взвешивания составляющих компонентов	0,0216	3
б) со взвешиванием составляющих компонентов	0,0350	4
4. Определение углекислоты и кислорода на приборах типа ЛХМ-8МД, ЛХМ-80 и ОРСа		
а) на приборах ЛХМ-8МД, ЛХМ-80	0,0576	5
б) на приборах ОРСа	0,0432	6
5. Измельчение сорбентов для заполнения хроматографических колонок		
а) измельчение 30-50 г окиси алюминия, активированного угля, цеолитов ("молекулярные сита")	0,2400	7

Продолжение табл. 88

I	2	3
б) на измельчение 20–40 г инзенского кирпича	0,I920	8
в) на измельчение I00–I50 г сферохрома или трепела Зикеевского карьера или 500 г селикагеля	0,5I85	9
6. Обработка измельченных сорбентов реактивами		
а) окись алюминия (30–50 г)	0,2496	I0
б) активированный уголь (30–50 г.)	0,0960	II
в) цеолиты ("молекулярные сита") (30–50 г)	0,I680	I2
г) инзенский кирпич (20–40 г)	0,I680	I3
д) сферохром, трепел Зикеевского карьера (I00–I50 г), селикагель (500 г)	0,672I	I4
7. Подготовка и мытье пробоотборной посуды, тары:		
а) при ручном мытье на I0 единиц посуды	0,0235	I5
б) при механизированном мытье на 40 единиц	0,0I44	I6
8. Приготовление дистиллированной воды	0,0I34	I7
9. Нагрев воды в термостате для производства анализов	0,0048	I8
Анализы нефти		
I0. Отбор пробы нефти:		
а) в бутылку до 0,5 л	0,009I	I9
б) в бутыль до 3 л	0,02I6	20
в) в пробоотборник	0,0278	2I
II. Определение температуры пробы нефти термометром (на одну пробу)	0,0067	22
I2. Подогрев пробы нефти в термостате для производства анализов (на одну навеску)	0,02II	23
I3. Определение температуры застывания нефти пробирочным способом (ГОСТ 85I3–57):		
а) без подогрева	0,0288	24
б) с подогревом	0,0346	25
I4. Определение температуры вспышки нефтепродукта в закрытом тигле (ГОСТ 6356–75)(на две навески):		
а) на приборе Мартенс-Пенского		
для нефти с температурой вспышки до 50°С	0,0576	26
для нефти с температурой вспышки свыше 50°С	0,08I6	27
б) на приборе ПВЭН (прибор вспышки электрический для нефтепродуктов):		
для нефти с температурой вспышки до 50°С	0,0528	28
для нефти с температурой вспышки свыше 50°С	0,0768	29

Продолжение табл. 86

I	2	3
для газового конденсата	0,0384	30
I5. Определение температуры нефти в открытом тигле на аппарате Бренкина (на две навески)	0,0288	3I
I6. Определение температуры эмульсии на устье скважины термометром	0,0067	32
I7. Определение плотности нефти светлых нефтепродуктов (ГОСТ 3900-47):		
а) ареометром (на одну навеску)	0,0096	33
б) пикнометром:		
при 20°С	0,0346	34
при 70°С	0,0624	35
в) определение водного числа пикнометра		
при 20°С	0,0446	36
при 70°С	0,06I4	37
г) на весах Мара-Вестфаля (на одну навеску)	0,0I54	38
I8. Отделение нефти от воды в делительных воронках:		
с подогревом нефти	0,0288	39
без подогрева нефти	0,022I	40
I9. Определение процентного содержания воды в нефти (ГОСТ 2477-65):		
а) методом перегонки на аппарате АКОВ-I0:		
при работе на одном аппарате	0,0470	4I
на двух и более	0,0206	42
б) методом горячего отстоя (на одну навеску)	0,0I30	43
в) методом центрифугирования		
без подогрева	0,0I54	44
с подогревом	0,0240	45
20. Определение содержания механических примесей в нефти и нефтепродуктах (ГОСТ 6370-59):		
а) нефть с малым содержанием (до I0%) парафина, смол и механических примесей	0,0672	46
б) нефть с большим содержанием (более I0%) парафина, смол и механических примесей	0,I047	47
2I. Определение кинематической вязкости нефти в вискозиметрах ВПЖ, ВНЖ или Пинкевича (ГОСТ 33-66):		
а) при времени истечении до 5 мин	0,0633	48
б) при времени истечения от 6 до I0 мин	0,058I	49

Продолжение табл. 86

I	2	3
в) при времени истечения свыше 10 мин	0,0614	50
г) на приборе "Реатест" (на одно определение)	0,0216	51
22. Определение условной вязкости нефти при помощи вискозиметра типа ВУ (ГОСТ 6258-52):		
а) при времени истечения до 5 мин	0,0384	52
б) при времени истечения от 6 до 10 мин	0,0394	53
в) при времени истечения свыше 10 мин	0,0413	54
23. Определение условной и динамической вязкости нефти расчетным способом (по таблицам) (на одну навеску)	0,0043	55
24. Определение содержания хлористых солей в нефти:		
а) в воронке с винтовой мешалкой (ГОСТ 21534-76):		
при содержании хлористых солей до 500 мг/л	0,0571	56
при содержании хлористых солей от 500 до 5000 мг/л	0,0706	57
при содержании хлористых солей свыше 5000 мг/л	0,0941	58
б) на анализаторе ЛАС-1; ИОН-Л	0,0269	59
в) на экстракторе:		
при содержании хлористых солей до 500 мг/л	0,0672	60
при содержании хлористых солей от 500 до 5000 мг/л	0,0706	61
при содержании хлористых солей свыше 5000 мг/л	0,0960	62
г) определение хлористых солей в нефтяной эмульсии расчетным методом	0,0557	63
25. Определение коксуемости нефти и других нефтепродуктов (ГОСТ 19932-74) (на две навески)	0,0979	64
26. Определение содержания золы в нефти (ГОСТ 1461-75)	0,0528	65
27. Определение содержания серы в нефти:		
а) методом ВТИ (ГОСТ 1431-64) (на две навески)	0,1320	66
б) ускоренным методом сжигания в трубчатых печах (ГОСТ 1437-75) (на две навески)	0,1061	67
в) методом двойного сжигания (на две навески)	0,0816	68
г) хроматным способом (ГОСТ 1431-64) (на две навески)	0,1503	69
д) методом сжигания в калориметрической бомбе (ГОСТ 3877-49) (на две навески)	0,1680	70

Продолжение табл. 86

I	2	3
е) при помощи аппарата радиоизотопной абсорбции (на один анализ)	0,0235	71
28. Определение содержания смолистых веществ:		
а) сернокислотным методом (ГОСТ 2550-44) (на две навески)	0,0202	72
29. Определение содержания асфальтенов горячим способом Гольде (на две навески)	0,3533	73
30. Определение содержания парафинов в нефти:		
а) способом вымораживания в спирто-эфирной или другой смеси (на одну навеску)	0,2424	74
б) способом Энглера-Гольде	0,1383	75
в) способом Энглера-Гольде с попутным отделением кокса (на одну навеску)	0,1968	76
г) способом ВНИИНП с ускоренным методом обессоливания нефти серной кислотой	0,1920	77
31. Определение температуры плавления парафинов термометром Жукова (на одну навеску)	0,0144	78
32. Определение кислотности нефти, нефтепродуктов:		
а) объемный метод (ГОСТ 5985-59)		
для нефтепродуктов	0,0283	79
для нефти	0,0413	80
б) метод потенциометрического титрования (ГОСТ 11362-76) (на две навески)	0,0226	81
33. Определение оптической плотности нефти фотоэлектрокалориметром:		
на две параллельные навески	0,0480	82
34. Определение фракционного состава нефти и осветленных нефтепродуктов (ГОСТ 2177-66) (на одну навеску)	0,0552	83
35. Определение компонентного состава нефти на приборе ЛХМ-8МД, ХЛ-6, ХЛ-4, (ГОСТ 13379-77)		
а) стабильной нефти	0,0653	84
б) нестабильной нефти	0,0960	85
36. Определение потерь нестабильных (легких) фракций нефти по способу Валявского-Бударова (ГОСТ 6668-53) (на одну навеску)	0,1008	86
37. Определение упругости паров нефти (ГОСТ 1756-52) (на одну навеску)	0,0672	87
38. Вакуумная разгонка нефти (на одну навеску)	0,1191	88
39. Определение содержания азота в нефти по методу Кьельдаля (на одну навеску)	0,1776	89

Продолжение табл. 86

I	2	3
40. Сушка нефти хлористым кальцием без нагрева с фильтрованием:		
а) малосмолистой нефти	0,0576	90
б) высокосмолистой нефти (тяжелой)	0,0878	91
41. Сушка нефти хлористым кальцием на водяной бане с обратным холодильником:		
а) малосмолистой, маловязкой	0,0451	92
б) смолистой и малопарафинистой	0,0960	93
в) высокосмолистой эмульгированной с посторонними примесями	0,0528	94
42. Определение содержания остаточного дисолвана в нефти (на одно определение)	0,0859	95
43. Определение газового фактора в нефти методом разгонки (на одно определение)	0,0907	96
44. Определение сернистого железа в нефти:		
а) на приборе ФЭК:		
с содержанием железа до 50 мг/л	0,0912	97
с содержанием железа более 50 мг/л	0,1253	98
б) методом фильтрования:		
с содержанием железа до 50 мг/л	0,0610	99
с содержанием железа более 50 мг/л	0,0946	100
в) на приборе "Спекал" на 1 навеску	0,1205	101
45. Определение сероводорода в нефти методом отдувки его инертным газом (на две навески)		
а) с содержанием до 50 мг/л	0,0480	102
б) с содержанием более 50 мг/л	0,0720	103
46. Определение пенистости нефти методом колец (на одно определение)	0,0682	104
47. Определение поверхностного натяжения нефти (на одно определение)	0,0187	105
Анализ газов		
48. Отбор пробы (ГОСТ 18917-73):		
а) в бутыль до 10 л	0,0125	106
б) в бутыль свыше 10 л	0,0240	107
в) в пробоотборник или резиновую подушку	0,0106	108
г) в раствор уксуснокислого кадмия в склянки Дрекселя	0,0706	109

Продолжение табл. 86

I	2	3
д) в соленый раствор в бутылку	0,0312	II0
е) в газовую пипетку	0,0053	III
49. Определение сероводорода в отобранной пробе газа методом титрования (ГОСТ 17556-72)	0,0206	II2
50. Определение плотности газов (ГОСТ 17310-71)		
а) пикнометром (на один анализ)	0,0178	II3
б) на аппарате Шиллинга (на одно определение)	0,0154	II4
51. Определение содержания сероводорода и паров бензина в газовоздушной среде на приборе УГ-2	0,0130	II5
52. Определение содержания углеводорода в воздушной среде с помощью приборов ППФ-2М (на одно определение)	0,0038	II6
53. Анализ газа на газоанализаторе типа ГХЛ с определением суммы кислотных газов (H_2S, CO_2, SO_2 и др.), суммы предельных и непредельных углеводородов O_2, H_2 и CO (ГОСТ 5439-76)	0,1315	II7
54. Сокращенный анализ газа на приборе ГХЛ с определением O_2, CO_2, CO, H_2 или определение коэффициента избытка воздуха в печах (ГОСТ 5439-76)	0,0490	II8
55. Определение компонентного состава углеводородных газов на газоанализаторах типа ХЛ-3, ХЛ-4, ХЛ-6, ХЛ-69, ЛХМ-8МДС определением углеводородных компонентов (CH_4, C_2H_6, C_3H_8, C_4H_{10}, C_5H_{12}, C_6H_{14}) (ГОСТ 10679-76)	0,0446	II9
56. Определение компонентного состава газа на хроматографе ХЛ-2 с объемным определением выделенных компонентов (H_2S, CO_2, H_2, CH_4, C_2H_6, C_3H_8, C_4H_{10}, C_5H_{12}, C_6H_{14})	0,1248	I20
57. Определение компонентного состава газа на хроматографе УХ-2	0,0999	I2I
58. Определение содержания влаги в газе	0,0720	I22
59. Определение предельных и непредельных углеводородов на хроматографах типа УХ-I, ХЛ-3, ХЛ-4, ХЛ-6, ПХ-2 и др. (газожидкостным методом) (на два анализа)	0,1056	I23
60. Определение в природном газе составляющих его компонентов (O_2, N_2, CH_4, CO, H_2) на хроматографах типа УХ-I, ХЛ-4, ПХ-2 и др. (сорбент "молекулярные сита") (на два анализа)	0,0672	I24
6I. Определение компонентного состава углеводородных газов (предельных и непредельных углеводородов и изомеров) на хроматографах с пламенно-ионизационными детекторами типа ДИП-I, "Геохимик" и др.	0,0720	I25

Продолжение табл. 86

I	2	3
62. Определение компонентного состава углеводородных газов на хроматермохимическом газоанализаторе ХТХГ-I (разгонка газов), определяются (H_2, CO, CH_4, C_2H_6, C_3H_8, C_4H_{IO}, C_5H_{I2}, C_6H_{I4}) (на две навески)	0,II04	I26
63. Определение углекислоты и кислорода поглощением (углекислоты - раствором щелочи, кислорода - раствором пирогаллола "А") в пипетках Гемпеля (или подобных им)		
а) на хроматографе типа ХТ-4 или ХЛ-2	0,0480	I27
б) на аппарате ОРСа	0,0288	I28
64. Определение гелия и аргона на хроматографах с детектором "Катарометр" (УХ-I, ХЛ-4, ПХ-2 и др.)	0,I44C	I29
65. Определение суммы легких и тяжелых инертных газов на приборе Хлопина-Герлинга	0,2400	I3C
66. Контрольное определение содержания в воздухе инертных газов на приборе Хлопина-Герлинга	0,I920	I3I
67. Перевод отобранных проб газа из емкостей (бутылок) в газометры	0,0082	I32
Анализы бензина		
68. Отбор пробы:		
а) в бутыль	0,0058	I33
б) в пробоотборник	0,0062	I34
69. Определение удельного веса нестабильного бензина расчетным методом (по Клайперону)	0,0269	I35
70. Определение удельного веса стабильного бензина ареометром	0,0096	I36
7I. Определение сероводорода в бензине	0,0230	I37
72. Определение углеводородного состава нестабильного бензина, хранящегося в бензоемкостях на хроматографе ХЛ-3, ХЛ-4, ХЛ-6, ХЛ-69	0,0422	I38
73. Определение кислотного числа (ГОСТ 5985-59)	0,0I44	I39
74. Определение индукционного периода	0,0624	I40
75. Определение упругости паров бензина (ГОСТ I756-52)	0,0672	I4I
76. Определение содержания серы ламповым методом (ГОСТ I9I2I-73)	0,0389	I42
77. Определение активных соединений серы в бензине методом воздействия на медную пластину	0,0I0I	I43
78. Определение содержания смол в бензине	0,0245	I44
79. Определение нейтральной среды в бензине	0,0048	I45

Продолжение табл. 86

I	2	3
Анализы дизельного топлива		
80. Определение фракционного состава методом разгонки	0,0192	146
81. Определение температуры помутнения	0,0672	147
82. Определение йодного числа	0,0240	148
83. Определение содержания серы	0,1824	149
84. Определение содержания золы	0,0288	150
85. Определение содержания смол	0,0480	151
86. Определение кислотного числа топлива	0,0192	152
87. Определение среды топлива	0,0144	153
88. Определение процентного содержания воды:		
а) методом перегонки на аппарате АКОВ-10		
при работе на одном аппарате	0,0427	154
на двух и более	0,0250	155
89. Определение температуры застывания	0,0288	156
90. Определение температуры вспышки	0,0144	157
91. Определение вязкости	0,0067	158
92. Определение удельного веса ареометром		
а) при нагревании навески до 20°С	0,0067	159
б) при нагревании навески до 50°С	0,0192	160
Анализ трансформаторного масла		
93. Определение удельного веса масла ареометром:		
а) при нагревании навески до 20°С	0,0067	161
б) при нагревании навески до 50°С	0,0192	162
94. Определение кинематической вязкости масла в вискозиметрах ВПЖ:		
а) при нагревании навески до 50°С	0,0437	163
б) при нагревании навески свыше 50°С	0,0552	164
95. Определение условной вязкости	0,0010	165
96. Определение содержания механических примесей (на один анализ)	0,0370	166
97. Определение температуры вспышки масла в закрытом тигле (ГОСТ 6356-75) (на один анализ)	0,0240	167
98. Определение водорастворимых кислот и щелочей (ГОСТ 6307-75)	0,0067	168
99. Определение кислотного числа масла (ГОСТ 11362-76) (на две навески)	0,0403	169

Продолжение табл. 86

I	2	3
I00. Определение натровой пробы масла	0,0197	I70
I0I. Определение прозрачности масла (на одну пробу)	0,0096	I7I
I02. Определение коксуемости масла (ГОСТ I9932-74) (на две навески)	0,0197	I72
I03. Определение зольности масла (на две навески)	0,0298	I73
Анализы воды		
I04. Отбор пробы:		
а) с промысловых объектов (на одну пробу)	0,0029	I74
б) с поверхностных водоемов (на одну пробу)	0,0I73	I75
I05. Подготовка пробы воды к шестикомпонентному анализу		
а) подготовка пластовой воды	0,0I20	I76
б) подготовка пластовой воды из нефтяной эмульсии	0,0I92	I77
в) подготовка пластовой воды с осаждением железа	0,0I34	I78
I06. Определение удельного веса (плотности) воды (на трехкратное параллельное определение):		
а) пикнометром	0,0226	I79
б) ареометром	0,0072	I80
I07. Определение сульфата SO_4 в воде весовым методом (ГОСТ 4389-72) (на две навески)	0,I459	I8I
I08. Определение сульфата SO_4 в воде хроматным методом	0,0773	I82
I09. Определение общей жесткости воды (ГОСТ 4I5I-72)	0,009I	I83
II0. Определение Ca в воде	0,0I0I	I84
III. Определение карбонатности (общей щелочности) воды	0,0067	I85
II2. Определение хлор-иона в воде	0,0II5	I86
II3. Расчет результатов шестикомпонентного анализа	0,0I39	I87
II4. Выписка паспортов на воду после шестикомпонентного анализа	0,0043	I88
II5. Обработка результатов шестикомпонентного анализа воды после расчета на ЭВМ	0,0096	I89
II6. Определение водородного показателя:		
а) при помощи прибора РН-метра	0,0I34	I90
б) при помощи универсального и эталонного индикаторов	0,0086	I9I
в) при помощи универсальной индикаторной бумаги	0,0005	I92

Продолжение табл. 86

I	2	3
II7. Определение содержания механических примесей в воде, количество взвешенных частиц (КВЧ):		
а) для пресных вод	0,0226	I93
б) для дренажных и сточных вод	0,0398	I94
II8. Определение содержания сухого и прокаленного остатка (солей) в воде (ГОСТ I8I64-72)	0,046I	I95
II9. Подготовка пластовой воды для определения йода	0,0096	I96
I20. Определение содержания брома и йода в воде	0,0547	I97
I2I. Определение содержания бора в воде	0,0528	I98
I22. Определение содержания железа (ГОСТ 40II-72)		
а) электрокалориметрическим методом (ФЭК)	0,0077	I99
б) роданометрическим методом	0,0I92	200
в) трилонометрическим методом	0,0269	20I
I23. Определение содержания сернистого железа в воде	0,0446	202
I24. Определение сероводорода в воде:		
а) без консервирования	0,0382	203
б) с консервированием	0,0I92	204
I25. Определение содержания кремния в воде	0,0I44	205
I26. Определение содержания фтора в воде	0,0I78	206
I27. Определение кислорода в воде:		
а) методом сравнения	0,0II0	207
б) методом титрования	0,0250	208
I28. Определение содержания фосфатов в воде	0,0I92	209
I29. Определение наличия масла в воде	0,00I4	2I0
I30. Определение поверхностного натяжения вод на границе керосин-вода при помощи сталагмометра	0,0720	2II
I3I. Определение содержания нефтепродуктов (углеводородов) в воде		
а) весовым методом:		
при содержании нефтепродуктов до 40 мг/л	0,0I92	2I2
при содержании нефтепродуктов более 40 мг/л	0,0326	2I3
б) на приборе ФЭК:		
при содержании нефтепродуктов до 40 мг/л	0,0I44	2I4
при содержании нефтепродуктов более 40 мг/л	0,02I6	2I5
в) методом сравнения	0,0322	2I6

I		2	3
I32.	Определение содержания нефтепродуктов в пресной воде	0,2444	2I7
I33.	Определение содержания ингибитора отложения солей в воде прибором ЛМФ-72 (методика контроля РД-39-I-237-79 БашНИИнефти)	0,0302	2I8
I34.	Определение иона HCO_3 и нафтеновых кислот	0,0I58	2I9
I35.	Качественное определение содержания поверхностно-активных веществ (ПАВ) методами "ТЦКА" (тиоциано-кобальтаммоний)	0,0408	220
I36.	Определение содержания свободной угольной кислоты в воде	0,0226	22I
I37.	Определение жесткости воды олеатным методом (ГОСТ 4I5I-72) (на два определения)	0,0096	222
I38.	Определение нитритов в воде (ГОСТ 4I92-48)	0,0I0I	223
I39.	Определение содержания нитратов (NO_3) в пресной воде (ГОСТ 4I92-48)	0,0250	224
I40.	Определение содержания нитратов (NO_3) в пластовой воде	0,0259	225
I4I.	Определение содержания азота аммиака в пресных водах (ГОСТ 4I92-48)	0,0240	226
I42.	Определение биохимического потребления кислорода (БПК)	0,0278	227
I43.	Определение химического потребления кислорода (ХПК)	0,0278	228
I44.	Определение прозрачности сточных вод по методу Снеллена	0,00I9	229
I45.	Определение цветности сточных вод (ГОСТ 3351-74)	0,0384	230
I46.	Определение вязкости пластовых и сточных вод	0,0240	23I
I47.	Определение окисляемости пресных вод (ГОСТ 4595-49)	0,0326	232
I48.	Определение запаха сточных вод (ГОСТ 3351-74)	0,0062	233
I49.	Определение содержания дисолвана в пресных водах	0,0293	234
	Анализ цемента		
I50.	Приготовление цементного раствора для испытаний	0,0I30	235
I5I.	Определение удельного веса цементного раствора ареометром	0,0043	236
I52.	Определение растекаемости цементного раствора при помощи конуса АзНИИ	0,0048	237

Продолжение табл. 86

I	2	3
I53. Определение начала и конца схватывания цементного раствора при помощи прибора "Игла-Вика"	0,0283	238
I54. Определение начала загустевания цементного раствора при помощи консистометра КЦ-3	0,II04	239
I55. Приготовление цементного камня	0,0I49	240
I56. Испытание цементного камня на излом:		
а) на приборе МИИ-I00	0,0048	24I
б) на рычажных весах	0,0I44	242
I57. Определение тонкости помола цемента	0,0960	243
I58. Определение нормальной густоты теста на приборе "Вика"	0,0096	244
I59. Определение равномерности изменения объема цементного теста	0,0048	245
I60. Определение удельного веса цементного раствора пикнометром	0,0I20	246
I6I. Определение удельного веса цемента в волнометре Ле-Шателье и Кандло	0,0480	247
I62. Определение предела прочности при одноосном сжатии	0,0240	248
I63. Определение предела прочности на изгиб прибором Михаэлиса	0,0I54	249
I64. Проба лепешек из цементного теста кипячением	0,I920	250
I65. Отбор средней пробы цемента квартованием	0,0096	25I
I66. Подготовка "кольца Вика" к заполнению цементным раствором (тестом)	0,0043	252
I67. Подготовка форм к заполнению цементным раствором для получения образцов, подлежащих испытанию на изгиб и сжатие	0,0I30	253
Прочие работы		
I68. Доведение фильтров до постоянного веса:		
а) обеззоленные фильтры	0,0II0	254
б) мембранные фильтры	0,0048	255
I69. Определение концентрации раствора деэмульгатора	0,0384	256
I70. Определение концентрации щелочи	0,0II0	257
I7I. Определение скорости движения воздуха анемометром	0,0II5	258
I72. Определение влажности воздуха психрометром	0,0077	259
I73. Приготовление индикаторных трубок	0,0086	260

Продолжение табл. 86

I	2	3
I74. Прием пробы от заказчика	0,0014	261
I75. Определение содержания пыли чугуна в воздухе производственных помещений	0,0312	262
I76. Калибровка газометра	0,0422	263
I77. Определение паров ртути в воздушной среде	0,0778	264
I78. Определение содержания щелочных и масляных аэрозолей в воздушной среде:		
а) щелочных	0,0413	265
б) масляных	0,0768	266
I79. Взвешивание бюкс с фильтрами на аналитических весах	0,0014	267

Примечания: I. При одновременном производстве нескольких анализов к нормативам численности применяется коэффициент 0;85, учитывающий перекрывающееся время при производстве анализов.

2. Численность аппаратчиков химводоочистки, производящих анализы воды в котельных, лаборантов водоочистных станций, лаборантов резервуарных парков по данным нормативам не определяется.

XIУ. Прочие работы

Таблица 87

Остеклование, покрытие бакелитовыми лаками и эпоксидными смолами насосно-компрессорных труб

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении 5I.

Выполняемая работа	Нормативы численности на 1000 м труб	Номер норматива
Калибровка труб	0,012	I
Мойка труб	0,002	2
Остеклование труб	0,101	3
Покрытие бакелитовыми лаками, эпоксидными смолами	0,085	4

Таблица 88

Изготовление металлоконструкций

Наименование работ	Нормативы численности на I т	Номер норматива
Изготовление металлоконструкций	0,014	I

Таблица 89

Сбор и сдача металлолома

Трудоемкость выполняемых работ приведена в приложении 52.

Наименование работ	Нормативы численности на I00 т	Номер норматива
Разделка металлолома газовой резкой	0,048	I

Примечание. Для определения численности на погрузочно-разгрузочные работы при сборе и сдаче металлолома и сопровождение металлолома используются таблицы 90, 9I.

Таблица 90

Погрузочно-разгрузочные работы

Нормативами предусматривается выполнение погрузочно-разгрузочных работ транспортными рабочими. Трудоемкость работ приведена в приложении 53.

Вес I места оборудования, материалов, в тоннах	Нормативы численности на погрузку (выгрузку) I000 т			Номер норматива
	автомобильными кранами	тракторными кранами	погрузка- вручную разгрузка с укладкой	
	а	б	в/г	
До I	-	-	0,I44/0,II5	I
2	0,063	0,092	-	2
3	0,042	0,042	-	3
5	0,033	0,030	-	4
I0	0,0I6	0,02I	-	5
I5	-	0,0I6	-	6
20	-	0,0I2	-	7
25	-	0,0I2	-	8

Таблица 91

Сопровождение грузов

Трудоемкость на сопровождение грузов в пути приведена в приложении 54.

Вес оборудования и материалов, т	Нормативы численности на сопровождение 1000 т грузов на 10 км пути при транспортировке на			Номер норматива
	автомашинах	трайлерах	тракторах	
До 1	0,077	-	-	1
Свыше 1	0,154	0,064	0,160	2
	а	б	в	

Таблица 92

Уборка производственных помещений

Цехи (участки)	Убираемая площадь, тыс.м^2	Нормативы численности на смену при количестве производственных рабочих, чел.					Номер норматива
		20-50	51-75	76-125	126-175	свыше 175	
1	2	3	4	5	6	7	10
Механический, ремонтный	до 0,5	0,7	0,9	1,4	-	-	1
	0,6-1,0	0,9	1,2	1,7	2,4	-	2
	1,1-1,5	1,2	1,4	1,9	2,6	3,5	3
	1,6-2,0	1,4	1,7	2,2	2,9	3,7	4
	2,1-3,0	1,7	2,0	2,5	3,2	4,1	5
	3,1-4,0	1,9	2,2	2,8	3,5	4,3	6
	4,1-5,0	2,2	2,5	3,1	3,7	4,6	7
	свыше 5,0	2,5	2,8	3,3	4,1	4,8	8
Сварочный	до 0,5	0,3	0,5	0,8	-	-	9
	0,6-1,1	0,5	0,7	0,9	0,9	-	10
	1,1-1,5	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	11
	1,6-2,0	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	12
	2,1-3,0	0,8	1,0	1,1	1,2	1,3	13
	3,1-4,0	0,9	1,1	1,3	1,4	1,4	14
	4,1-5,0	1,1	1,3	1,4	1,5	1,6	15
	свыше 5,0	1,2	1,4	1,5	1,6	1,7	16
	а	б	в	г	д	е	

Продолжение табл. 92

I	2	3	4	5	6	7	8
Кузнечный, прессовый	до 0,5	0,5	0,6	0,8	-	-	I7
	0,6-I,0	0,7	0,8	0,9	I,3	-	I8
	I,I-I,5	0,8	0,8	I,0	I,4	I,5	I9
	I,6-2,0	0,8	0,9	I,I	I,4	I,6	20
	2,I-3,0	0,9	I,0	I,2	I,5	I,7	2I
	свыше 3,0	I,0	I,2	I,4	I,7	I,9	22
	а	б	в	г	д	е	

Таблица 93

Уборка служебных и бытовых помещений

Наименование помещений	Нормативы численности на 1000 м^2 помещений на I смену	Номер норматива
I. Служебные (конторы, медпункты, красный уголок и т.п.)	I,9	I
2. Бытовые (санузлы, душевые и т.п.)	2,3	2

Таблица 94

Ремонт производственных помещений

Выполняемая работа	Нормативы численности на I тыс.руб. годового объема строительно-ремонтных работ при объеме работ				Номер норматива
	до 5,0	5,I-20,0	20,I-40,0	свыше 40,0	
Ремонт производственных помещений и зданий	0,4I	0,3I	0,24	0,I8	I
	а	б	в	г	

Примечание. Нормативы не распространяются на строительно-ремонтные участки с объемом работ свыше I00 тыс.руб.

Таблица 95

Ремонт спецодежды и спецобуви

Наименование работ	Нормативы численности на 1000 чел. рабочих	Номер норматива
Сбор спецодежды для отправки в химчистку, мелкий ремонт спецодежды, ведение учета и выдача спецодежды	1,00	1
Ремонт спецобуви	1,00	2

Таблица 96

Складские работы

Склады	Нормативы численности на 1 склад	Номер норматива
Цеховой склад	1	1
Центральный материальный склад при числе приемов и выдач материалов в среднем за месяц:		
400	1,1	2
650	1,4	3
1000	1,7	4

РАЗДЕЛ П
МЕТОДИКА РАСЧЕТА НОРМАТИВОВ ЧИСЛЕННОСТИ

Помещенные в сборнике нормативы численности по методике расчета делятся на три группы:

рассчитанные методом прямого нормирования рабочего времени;

рассчитанные по основным показателям систем планового ремонта оборудования;

рассчитанные методом статистических группировок (анализ фактической расстановки рабочих и выбор оптимальных величин).

Расчет нормативов численности методом прямого нормирования рабочего времени производится следующим образом:

По типовому набору работ и действующим нормам времени определяется трудоемкость выполняемых работ. Переход от трудоемкости к нормативам численности производится делением трудоемкости на фонд рабочего времени одного рабочего в год. Эта величина принята равной:

2083 ч /(365 - 52 - 7_I) · 6,83 - 7_2/,

или 306 дням /365 - 52 - 7_I/;

где 365 - число дней в году;

52 - число воскресных дней;

7_I - число праздничных дней;

6,83 - средняя продолжительность рабочего дня при 41-часовой неделе, ч;

7_2 - сумма сокращенных рабочих часов перед праздничными днями.

При расчете нормативов по системам планового ремонта в приложениях, как правило, приводятся следующие показатели: структура ремонтного цикла; длительность ремонтного цикла; трудоемкость одного ремонта с учетом ревизии. Трудоемкость ремонтов в расчете на год определяется умножением трудоемкости каждого вида ремонта на количество таких ремонтов в ремонтном цикле и делением полученной величины на длительность ремонтного цикла. Переход к нормативам численности осуществляется делением трудоемкости ремонтов в расчете на год на фонд рабочего времени одного рабочего в год, принятый равным, как указано выше, 2083 ч.

Ниже по всем таблицам норм обслуживания и нормативов численности приводятся ссылки на источник, откуда они заимствованы, или на метод расчета. К отдельным таблицам в случае необходимости даются дополнительные разъяснения.

Номера таблиц	Указания, откуда заимствованы нормы или каким методом рассчитаны нормативы
I	2
Таблицы I,2,3,4, 5,6,8,9,II,I5	Нормативы рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени
Таблицы 7,I0,I2, I3	Нормативы определены методом статистических группировок
Таблицы I4,I6,I7, I8,I9	Нормативы установлены по трудовым затратам
Таблица 20	Нормативы определены методом статистических группировок
Таблицы 2I,25,28	Нормативы установлены по трудовым затратам
Таблица 22	Нормы обслуживания заимствованы из сборника "Нормативы численности рабочих и нормы обслуживания оборудования нефтегазодобывающих управлений Главтюменнефтегаза".-М.:ВНИИОЭНГ,1985.
Таблица 26	Норматив рассчитан методом прямого нормирования рабочего времени
Таблицы 23,24,27	Нормативы определены методом статистических группировок
Таблицы 29,30,3I	Нормативы численности рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени
Таблица 32	Нормативы определены методом статистических группировок
Таблицы 33,34	Нормативы установлены по трудовым затратам
Таблица 35	Нормативы рассчитаны на основе "Системы технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромыслового оборудования в нефтяной промышленности".-М.:ВНИИОЭНГ,1982. Приведенная в Системе длительность ремонтного цикла выражена в машино-часах. Для того чтобы определить длительность ремонтного цикла в календарном времени, произведены следующие расчеты: I. В предыдущем издании Система вышла под названием "Положение о системе планово-предупредительного ремонта и рациональной эксплуатации бурового, нефтепромыслового и технологического оборудования в нефтяной промышленности".-М.:ВНИИОЭНГ,1978. Длительность ремонтного цикла определена в ней также в машино-часах. По показателям длительности ремонтного цикла в Системах издания 1978 и 1982 гг. в данных расчетах определен коэффициент, которым скор-

Продолжение таблицы

I	2

ректировано количество капитальных ремонтов за нормативный срок службы оборудования (К). Например, рассчитаем показатели по станкам-качалкам

$$K = I - \frac{44000 - 44000}{44000} = I, \quad \text{где}$$

44000 - машино-часы, показатель, принятый в Системе изд. 1978 и 1982 гг. (в данном случае они равные, поэтому и К=I).

2. Количество капитальных ремонтов до списания в Системе изд. 1982 г. не приводится. В системе изд. 1978 г. их установлено 2. Путем применения коэффициента (К) определяется количество капитальных ремонтов при увеличенной длительности ремонтного цикла по данным Системы изд. 1982 г.

$$2 \cdot I = 2 \text{ ремонта.}$$

3. Определяется количество ремонтных циклов за нормативный срок службы оборудования

$$2 + I = 3 \text{ цикла, где}$$

I - последний межремонтный период перед списанием.

4. Определяется длительность ремонтного цикла в календарном времени

$$II : 3 = 3{,}67 \text{ года,} \quad \text{где}$$

II лет - нормативный срок службы оборудования по данным Системы изд. 1978 и 1982 гг.

Трудоемкость слесарно-сборочных работ по видам ремонтов определена по сборнику "Единые нормы времени на слесарный ремонт нефтепромыслового оборудования", изд. 1985 г.

Трудоемкость по станочным и электросварочным работам при одном капитальном и одном текущем ремонте определена в процентах к трудоемкости слесарно-сборочных работ при тех же видах ремонта по величинам, которые сложились при аналогичных расчетах, принятых в сборнике "Типовые нормативы численности рабочих и нормы обслуживания оборудования нефтегазодобывающих управлений" изд. 1975 г., т.е. слесарно-сборочные работы-70%, станочные -28%, электросварочные - I%, прочие - I%.

Нормативы численности на ремонт установок для депарафинизации скважин рассчитаны по сборнику "Временного положения о планово-предупредительных ремонтах нефтепромыслового оборудования", разработанного ТНИЛ объединения Татнефть в 1970 г. Трудоемкость ремонтов определена по сборнику "Единые нормы времени на слесарный ремонт нефтепромыслового оборудования", изд. 1985 г. Трудоемкость ремонта индивиду-

Продолжение таблицы

I	2
	альной и групповой установок ужесточена на 18% в связи с пересмотром сборников норм времени на работы, выполняемые при ремонте оборудования.
Таблица 36	Нормативы рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени. Нормы времени приняты по сборнику "ЕНВ на слесарный ремонт нефтепромыслового оборудования",- М.: ЦНИСнефть, 1985. Трудоемкость выполнения станочных и прочих работ дополнительно устанавливается в размере 30%.
Таблица 37	Нормативы рассчитаны на основе "Системы технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромыслового оборудования в нефтяной промышленности" .-М.:ВНИИОЭНГ,1982. Трудоемкость капитальных ремонтов определена по сборникам "Типовые нормы времени на ремонт насосов, ч.I, II, 1983. "ЕНВ на ремонт лопастных и роторных насосов в нефтяной промышленности,- М.: ЦНИСнефть, 1984 . Трудоемкость текущих ремонтов принята в размере 30% от трудоемкости капитальных ремонтов по аналогии с величиной, которая сложилась при тех же видах ремонта в сборнике "Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики",- М.: Энергия, 1984. Трудоемкость монтажно-демонтажных работ определена по сборнику "Единые нормы времени на монтаж и демонтаж нефтепромыслового оборудования",- М.: ЦНИСнефть, 1983.
Таблица 38	Нормативы численности заимствованы из сборника "Нормативы численности рабочих газоперерабатывающих заводов нефтяной промышленности".-М.:ВНИИОЭНГ,1982.
Таблица 39	Нормативы рассчитаны на основе "Положения о планово-предупредительном ремонте технологического оборудования заводов, перерабатывающих нефтяной газ",- ВПО Союзнефтегазпереработка , 1980.
Таблица 40	Нормативы рассчитаны на основе "Временного положения о планово-предупредительных ремонтах нефтепромыслового оборудования", разработанного ЦНИЛ объединения Татнефть в 1970 г.
Таблица 41	Нормативы рассчитаны по сборнику "Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики",- М.: Энергия, 1984. Трудоемкость ремонта, принятая в системе планово-предупредительного ремонта, ужесточена на 18% в связи с пересмотром норм времени на эти виды работ.

Продолжение таблицы

I	2
Таблица 42	Норматив определен методом статистических группировок.
Таблицы 43,44	Нормативы рассчитаны по сборнику "Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики".-М.: Энергия, 1984.
Таблица 45	Нормативы рассчитаны на основе "Системы технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромыслового оборудования в нефтяной промышленности".-М.:ВНИИОЭНГ,1982. Трудоемкость ремонта установлена по сборнику "Единые нормы времени на слесарный ремонт нефтепромыслового оборудования".-М., 1985.
Таблица 46	Нормативы численности рассчитаны на основе "Временного положения о планово-предупредительных ремонтах нефтепромыслового оборудования", разработанного ЦНИЛ объединения Татнефть в 1970 г. Положение предусматривает производство ревизий, трудоемкость которых принята равной 30% от общей трудоемкости всех видов ремонтов. Трудоемкость единицы ремонтной сложности, принятая в Положении равной 10 чел.-час ужесточена на 18% в связи с пересмотром норм времени на эти виды работ в 1975 г. (ужесточение на 10%) и в 1983 г. (ужесточение на 8%).
Таблица 47	Нормативы рассчитаны по системе планово-предупредительного ремонта, разработанной ЦНИЛ объединения Куйбышевнефть в 1968 г. Трудоемкость ремонта, принятая в системе планово-предупредительного ремонта, ужесточена на 12% по данным сборника "РНВ на слесарные работы на буровых предприятиях", НИС Куйбышевнефть , разработанного в 1979 г.
Таблица 48	Нормативы заимствованы из сборника "Типовые нормативы численности и нормы обслуживания оборудования нефтегазодобывающих управлений".-М.:ВНИИОЭНГ,1975. В связи с пересмотром сборников норм времени на виды работ, встречающихся при ремонте регенерационных установок, нормативы численности на каждый вид ремонта ужесточены на 8%.
Таблица 49	Нормативы численности заимствованы из сборника "Нормативы численности рабочих газоперерабатывающих заводов нефтяной промышленности".-М.:ВНИИОЭНГ,1983.
Таблица 50	Нормативы рассчитаны по системе планово-предупредительного ремонта, разработанной ЦНИЛ объединения Куйбышевнефть в 1968 г.

Продолжение таблицы

I	2
	Трудоемкость ремонта, принятая в системе ППР, ужесточена на I2% по данным сборника "РНВ на слесарные работы на буровых предприятиях" НИС Куйбышевнефть, разработанного в 1979 г.
Таблица 51	Нормативы установлены по трудовым затратам.
Таблицы 52,53	Нормативы определены методом статистических группировок.
Таблица 54	Нормативы рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени.
Таблицы 55–58, 60–63	Нормативы рассчитаны по "Положению о системе технического обслуживания и ремонта электроустановок в добыче нефти и бурении".– МНП. 1985, разработанному институтом ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ.
Таблица 59	Нормативы рассчитаны по "Положению о планово-предупредительном ремонте электрооборудования на предприятиях Главтюменнефтегаза.– СибНИИНП, 1978. Сложность выполнения ремонта, выраженная в условных единицах ремонтной сложности, разработана на основании системы планово-предупредительного ремонта, разработанной ЦНИЛ объединения Куйбышевнефть . За единицу ремонтной сложности принята условная величина, соответствующая ремонту одного синхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором мощностью 0,6 кВт. Трудоемкость ремонта одной условной единицы ужесточена на I0% и составляет: текущий – 0,84 чел.-ч , капитальный – 5,04 чел.-ч
Таблица 64	Нормативы рассчитаны по пересмотренной системе планово-предупредительного ремонта, разработанной ЦНИЛ объединения Куйбышевнефть в 1966 г.
Таблица 65	Нормативы численности рассчитаны на основе системы планово-предупредительного ремонта, разработанной ЦНИЛ объединения Куйбышевнефть . Трудоемкость ремонтов, принятая в системе ППР, ужесточена на I0%.
Таблица 66	Норматив численности рассчитан методом статистических группировок.
Таблицы 67,68, 69	Нормативы численности рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени.
Таблицы 70,7I, 73,74	Нормативы установлены в соответствии с "Типовым количественно-квалификационным составом бригад по подготовке скважин к ПРС и КРС", утвержденным МНП I5.I0.79 г.

Продолжение таблицы

I	2
Таблица 72	Нормативы установлены в соответствии с Постановлением Государственного комитета Совета Министров СССР по вопросам труда и заработной платы от 31 октября 1974 г. № 301.
Таблица 75	Нормативы установлены в соответствии с Постановлением Государственного комитета Совета Министров СССР по вопросам труда и заработной платы от 20 февраля 1963 г. № 49 и от 17 июля 1968 г. № 178.
Таблица 76	Нормативы численности рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени. Нормы времени приняты по сборнику "Нормы времени на глушение скважин жидкостью в условиях Западной Сибири", разработанного НИС объединения Татнефть в 1986 г.
Таблицы 77,78	Нормативы численности рассчитаны на основании "Системы технического обслуживания и ремонта приборов, средств автоматики и телемеханики магистральных нефтепроводов".-М.:ВНИИСПТнефть,1981, "Положения о системе технического обслуживания и ремонта средств измерений, автоматики и телемеханики в нефтяной промышленности".-Андижан,1976 и материалов Главтюменнефтегаза.
Таблицы 79,80	Нормативы численности рассчитаны методом статистических группировок.
Таблицы 81,82, 83,84,85	Нормативы рассчитаны по трудовым затратам.
Таблица 86	Нормативы рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени. Нормы времени на определение анализов приняты по сборнику "Типовые нормы времени на лабораторные работы в нефтедобыче".- М.; ЦНИСнефть, 1987.
Таблица 87	Нормативы рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени.
Таблица 88	Нормативы заимствованы из сборника "Нормативы численности рабочих вышкомонтажных управлений и контор Главтюменнефтегаза".-Тюмень, 1980.
Таблицы 89,90	Нормативы рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени.
Таблица 91	Нормативы рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени. Общая трудоемкость работ определена по формуле

Продолжение табл.

I	1	2
		$T = \frac{т \cdot (10 \cdot 2) \cdot п}{С \cdot У}$, где
		Т – общая трудоемкость работы, чел.-ч;
		т – общий вес сопровождаемого оборудования, т;
		(10·2) – расстояние перевозки в оба конца, км;
		п – состав звена исполнителей при сопровождении крупногабаритных грузов – 2 чел.;
		С – грузоподъемность транспорта, т;
		У – скорость передвижения транспорта, км/час.
Таблицы 92,93, 94,96		Нормативы заимствованы из сборника "Нормативы численности рабочих, занятых обслуживанием производственных объектов и установок, хранением и складированием материалов и инструментов, уборкой помещений и ремонтом оборудования ремонтно-механических заводов нефтяной промышленности".– М.: ВНИИОЭНГ, 1986.
Таблица 95		Нормативы установлены по материалам объединения Татнефть.

Ниже приводятся пояснения только по отдельным видам работ, расчеты нормативов численности по которым требуют дополнительных указаний.

I. Обслуживание наземного оборудования скважин и другого оборудования, "привязанного" к скважинам (таблицы I–6, 8,9, II)

Нормативами численности рабочих на обслуживание оборудования скважин и другого оборудования, "привязанного" к скважинам, предусмотрены работы, выполняемые операторами по добыче нефти, к указанному оборудованию относятся:

нефтяная скважина действующего фонда;
контрольная и пьезометрическая скважина;
установка для депарафинизации скважин;
индивидуальная установка для сбора, замера жидкости;
групповая установка для сбора, замера жидкости;
дозаторная установка;
центральная трапная установка;
нефтяной колодец.

Нормативы численности на обслуживание указанного оборудования и объектов (за исключением отдаленных и неуправляемых фонтанных скважин, групповых установок с термохимической подготовкой нефти и с печами подогрева, диспетчерских пунктов, центральных тратных установок) определены по среднегодовым затратам труда на один объект или единицу оборудования.

Для этого по каждому виду оборудования и объектов были определены:

работы, выполняемые в процессе обслуживания наземного оборудования скважин и другого оборудования, "привязанного" к скважинам;

среднегодовое количество каждого вида работ, приходящихся на единицу оборудования, при различных режимах его эксплуатации;

нормы времени на эти работы с учетом оптимальной технологии их ведения и применения целесообразных инструментов и приспособлений.

При определении объемов затрат труда было учтено следующее:

I. Способы эксплуатации скважин.

2. Обслуживание оборудования один раз в сутки, за исключением телемеханизированных скважин и скважин, работающих на ГУ, подключенные к диспетчерскому пункту.

Принято, что скважины, оборудованные станками-качалками, электропогружными насосами или фонтанно-компрессорной арматурой, установки для сбора, замера жидкости осматривать и проверять для нормальных условий их эксплуатации достаточно не более одного раза в сутки, телемеханизированные скважины - I раз в 2 дня.

Если при производственной необходимости скважины и другие объекты обслуживаются в две смены или круглосуточно, к нормативам численности применяются коэффициенты.

3. Степень автоматизации и телемеханизации оборудования объектов (телемеханизированные, автоматизированные, полуавтоматизированные и т.д.).

4. Различные виды и типы установок для депарафинизации скважин, для сбора и замера жидкости.

5. Различное количество спуско-подъемов скребка, вид подъемного лифта, глубина спуска скребка при депарафинизации скважин.

Кроме нормативов численности рабочих на обслуживание скважин и "привязанного" к ним оборудования, определены нормативы на переходы к этой группе оборудования. За протяженность перехода к скважине и "привязанному" к ней оборудованию принимается среднее рас-

стояние между скважинами. Порядок определения среднего расстояния между скважинами приведен в разделе П.

При определении затрат труда на переходы учтено:

количество переходов оператора: к каждой нетелемеханизированной скважине I раз в сутки в течение года, к телемеханизированной скважине, работающей на ГУ, подключенной к диспетчерскому пункту, I раз в 2 дня.

факторы, влияющие на скорость передвижения рабочих (рельеф и характер местности, вес переносимого груза – до 5 кг);

способ передвижения к обслуживаемым объектам (переходы, переезды на автомашине).

Нормативы численности на обслуживание оборудования и объектов добычи и на переходы к ним рассчитаны с учетом всех перечисленных выше факторов по следующим формулам:

$$H_ч = \frac{\Sigma H_{вр} \cdot a}{(T_{см} - T_{пз}) \cdot T_ф} \quad \text{или} \quad \frac{H_{вр} \cdot a}{(T_{см} - T_{пз}) \cdot T_ф},$$

где $H_ч$ – норматив численности на единицу оборудования или объект;

$H_{вр}$ – норма времени (средние фактические затраты) на каждую работу;

a – количество работ в год;

$\Sigma H_{вр} \cdot a$ или $H_{вр} \cdot a$ – общая сумма нормированного времени на выполнение всех работ в год, чел.-мин ;

$T_{см}$ – средняя продолжительность рабочей смены (492 мин);

$T_{пз}$ – подготовительно-заключительное время, необходимое на прием и сдачу вахты, запись в журнал, служебные разговоры по телефону, инструктаж (42 мин);

$T_ф$ – количество дней обслуживания оборудования, равное для условий непрерывного производства 365 дням.

Аналогично рассчитаны нормативы численности на выполнение сезонных работ.

На отдельные специфические работы, нормативы численности на которые не разработаны, численность рабочих может быть рассчитана по затратам времени и количеству работ в год, устанавливаемых на месте для каждого случая отдельно по вышеприведенной методике и формуле.

Нормативы численности на обслуживание нефтяного колодца заимствованы из справочника нормативов численности, унифицированных по объединению Оренбургнефть.

2. Обслуживание оборудования нагнетательных скважин (таблица 26)

Нормативы численности на обслуживание оборудования нагнетательных скважин рассчитаны по формуле

$$H_ч = \frac{\Sigma H_{вр} \quad п}{T_{см} \quad T_ф},$$

где $\Sigma H_{вр}$ п – затраты времени на обслуживание оборудования нагнетательных скважин, чел.-мин ;

$T_{см}$ = 492 мин;

$T_ф$ = 254 дня.

3. Замер дебита скважин, отбор проб жидкости и газа (таблица 29)

Нормативы численности рабочих определены на производство 100 замеров дебита скважин по способам их выполнения на различных видах оборудования и 100 отборов проб жидкости и газа по формуле

$$H_т = \frac{H_{вр} \quad 100}{(T_{см} - T_{пз}) \quad T_ф},$$

где $H_{вр}$ – норма времени на производство одного замера или один отбор проб, чел.-мин ;

100 – количество работ, заложенное в расчет нормативов;

$T_{см}$ – 492 мин ;

$T_{пз}$ – 42 мин ;

$T_ф$ – 254 дня.

Затраты времени на переезды замерщиков, пробоотборщиков от базы ЦНИПР до объектов и переходы к скважинам и групповым установкам приняты в размере 30% от нормативной численности на замер дебита, отбор проб – согласно сводному балансу рабочего времени нефтегазодобывающих объединений.

4. Исследование скважин (таблица 30)

Нормативы численности рассчитаны по видам исследований, проводимых на нефтяной скважине эксплуатационного фонда, оборудованной СКН, ЭПН или фонтанной арматурой, нагнетательной, контрольной или пьезометрической скважинах в зависимости от глубины спуска прибора.

Нормативы определены на 100 работ по формуле

$$H_н = \frac{H_{вр} \cdot 100}{(T_{см} - T_{пз}) \; T_ф},$$

где $H_{вр}$ – норма времени на производство каждого вида исследования, включая время на спуск-подъем прибора и на подготовительно-заключительные работы к каждому виду исследования, чел.мин;

100– количество работ, заложенное в расчет нормативов;

$T_{см}$ = 492 мин ;

$T_{пз}$ = 42 мин;

$T_ф$ = 254 дня.

Нормы времени на спуск и подъем прибора на 100 м, на производство исследования и на подготовительно-заключительные работы взяты из справочника "Унифицированные нормы времени на промыслово-исследовательские работы", разработанные НИС объединения Татнефть.

В затратах труда не учтено участие операторов по исследованию скважин – водителей передвижных лабораторий, их численность подсчитывается дополнительно по нормам обслуживания.

Затраты времени на переезды исследователей от базы ЦНИПР к исследуемым объектам приняты в размере 20% от нормативной численности на исследование скважин согласно сводному балансу рабочего времени нефтегазодобывающих объединений.

5. Обслуживание оборудования и объектов по сбору попутного газа (таблица 31)

Нормативы численности на обслуживание газосборных коллекторов; групповых установок, дожимных насосных станций, ступеней сепарации газа при товарных парках рассчитаны по среднегодовым затратам труда на их обслуживание.

При определении затрат труда учтено:

протяженность маршрута обхода в среднем равна 2/3 (67%) протяженности газосборного коллектора;

факторы, влияющие на скорость передвижения рабочих;

рельеф и характер местности, перенос грузов весом до 5 кг.

Нормативы явочной численности рабочих рассчитаны по формуле

$$H_ч = \frac{\sum H_{вр} \cdot a}{(T_{см} - T_{пз}) \cdot T_ф}$$

где $\Sigma H_{вр} \cdot а$ – сумма времени на производство всех работ в год, чел.-час;

$T_{см}$ – 8,2 час;

$T_{пз}$ – 0,7 час;

$T_{ф}$ – 254 дня.

6. Ремонт наземного оборудования скважин, установок для депарафинизации и установок для сбора, замера жидкости (таблица 35)

Нормативы численности на ремонт станков-качалок (по видам ремонтов) рассчитаны по формуле

$$H_{ч} = \frac{T_{р} \cdot п}{T_{ф}},$$

где $T_{р}$ – трудоемкость выполнения одного ремонта (для каждого вида, чел.-час;

п – количество ремонтов (по каждому виду), приходящихся на год. Определяется делением количества ремонтов, предусмотренных структурой межремонтного цикла, на продолжительность межремонтного цикла;

$T_{ф}$ – календарный фонд рабочего времени одного рабочего в год, равный 2083 часам

(8,2 часа · 254 дня)

Нормативы численности на ремонт установок для сбора, замера жидкости рассчитаны по среднегодовым затратам труда на выполнение ремонтных работ по формуле

$$H_{ч} = \frac{\Sigma T_{р} \cdot п}{T_{см} \cdot T_{ф}},$$

где $\Sigma T_{р} \cdot п$ – затраты времени на выполнение капитальных и текущих ремонтов, приходящихся на год, чел.-мин ;

$T_{см}$ = 492 мин ;

$T_{ф}$ = 254 дня.

7. Ремонт глубинных насосов (таблица 36)

Нормативы явочной численности на ремонт глубинных насосов определены на 10 ремонтов по формуле

$$H_{ч} = \frac{H_{вр} \cdot 10}{T_{ф}},$$

где $H_{вр}$ – норма времени на производство каждого вида ремонта, чел.-час;

10 – количество насосов, принятое в расчет;

$T_{ф}$ – 2083 часа

Нормы времени на ремонт глубинных насосов определены по сборнику "Единые нормы времени на слесарный ремонт нефтепромыслового оборудования и инструмента"; изд. 1985 г. (§ 25 – 27).

8. Ремонт технологических резервуаров (таблица 40)

Нормативы численности на ремонт технологических резервуаров рассчитаны на основании системы планово-предупредительного ремонта эксплуатационного оборудования на нефтяных промыслах по категориям ремонтной сложности, разработанным объединением Татнефть , изд. 1970 г.,по формуле

$$H_{ч} = \frac{T_{р} \cdot n}{T_{ф}},$$

где $T_{р}$ – трудоемкость выполнения одного ремонта (для каждого вида), чел.-час;

n – количество ремонтов, приходящихся на год;

$T_{ф}$ – 2083 час.

9. Ремонт оборудования, применяемого при капитальном и подземном ремонте скважин (таблица 45)

Нормативы численности на ремонт одной единицы оборудования, перечисленного в пунктах 1-5, 8-15, 17, 18, 20,рассчитаны на основании "Системы технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромыслового оборудования в нефтяной промышленности".-М.: ВНИИОЭНГ, 1982 , и сборника "ЕНВ на слесарный ремонт нефтепромыслового оборудования".- М., 1985 , по формуле.

19* -35/7

$$H_ч = \frac{\sum T_{рс} \cdot n}{T_ф},$$

где $T_{рс}$ – трудоемкость выполнения каждого вида ремонта, чел.-час;
n – количество каждого вида ремонтов, приходящихся на год;
$T_ф$ – 2083 час.

Нормативы численности на ремонт вертлюгов, ротора рассчитаны на основании "Временного положения о ППР нефтепромыслового оборудования", разработанного ЦНИЛ объединения Татнефть в 1970 г. по аналогичной формуле.

Трудоемкость выполнения капитального ремонта определена с учетом затрат труда на электросварочные, станочные и прочие работы, принятых в размере 20% от затрат на слесарно-сборочные работы.

Трудоемкость работ при одном текущем ремонте определена в процентах и трудоемкости одного капитального ремонта по величине, сложившейся при аналогичных расчетах, приведенных в сборнике "Типовые нормативы численности", 1975, - 30%.

10. Ремонт основных узлов электропогружных установок (таблица 67)

Нормативы численности на ремонт основных узлов электропогружных установок определены на один ремонт и рассчитаны по формуле

$$H_ч = \frac{H_{вр}}{T_ф},$$

где $H_{вр}$ – нормы времени на один ремонт основных узлов электропогружных установок, чел-час;
$T_ф$ – 2083 час.

Нормы времени на выполнение комплекса работ при ремонте основных узлов электропогружных установок определены по сборникам "Единые нормы времени на слесарный ремонт нефтепромыслового оборудования и инструмента".-М.; ЦНИСнефть, 1985 и "ЕНВ на ремонт лопастных и роторных насосов в нефтяной промышленности".-М.; ЦНИСнефть, 1984.

При расчете нормативов численности на ремонт трансформаторов типа ТМПН использованы местные нормы времени, разработанные ЦБПО и по ЭПУ объединения Татнефть в 1986 г.

II. Монтаж и демонтаж ЭЦУ на скважине, транспортировка (таблица 68)

Нормативы численности на монтаж, демонтаж электропогружных установок, погрузочно-разгрузочные работы и транспортировку рассчитаны по затратам труда на выполнение 10 работ (транспортировку на 10 км) по формуле

$$Н_ч = \frac{Н_{вр} \cdot 10}{(Т_{см} - Т_{пз})\ Т_ф},$$

где $Н_{вр}$ – норма времени на выполнение 10 монтажей, демонтажей с учетом состава звена – 2 чел., погрузочно-разгрузочных работ и транспортировку электропогружных установок на 10 км;

$Т_{см}$ – средняя продолжительность смены (492 мин);

$Т_{пз}$ – подготовительно-заключительное время в начале и в конце смены, инструктаж (42 мин):

$Т_ф$ – календарный фонд рабочего времени одного рабочего при прерывном производстве (254 дня).

Нормы времени на выполнение типового набора работ при монтаже и демонтаже ЭЦУ, погрузочно-разгрузочных работ заимствованы из сборника "Единые нормы времени на подземный (текущий) ремонт скважин", – М., 1985.

Нормы времени на транспортировку приняты согласно Приложению II настоящего сборника с учетом состава звена – 2 чел.

12. Обслуживание наземного электрооборудования скважин, оборудованных электропогружными насосами (таблица 69)

Нормативы численности на обслуживание наземного электрооборудования рассчитаны по среднегодовым затратам труда на одну скважину, оборудованную ЭЦН, по формуле

$$Н_ч = \frac{\sum Н_{вр} \cdot а}{Т_ф},$$

где $\sum Н_{вр} \cdot а$ – норма времени на годовой объем работ на 1 скважине, чел.-час;

$Т_ф$ – календарный фонд рабочего времени одного рабочего в год, равный 2083 час.

Нормы времени на работы, выполняемые при обслуживании наземного электрооборудования, приняты по сборнику, разработанному НИС объединения Татнефть.

I3. Подготовка технологической жидкости (соленой воды)(таблица 76)

Нормативы численности на подготовку технологической жидкости определены по видам выполняемых работ на узлах подготовки технологической жидкости по формуле

$$H_ч = \frac{H_{вр} \cdot 100}{(T_{см} - T_{пз}) \cdot T_ф},$$

где $H_{вр}$ – норма времени на выполнение работ по видам на узлах подготовки технологической жидкости, чел.-час;

100 – количество работ, заложенное в расчет нормативов;

$T_{см}$ – 8,2 час;

$T_{пз}$ – 0,7 час;

$T_ф$ – 254 дня.

I4. Обслуживание и ремонт средств и систем автоматизации и телемеханизации, установленных на скважинах, групповых установках, объектах подготовки, перекачки нефти, поддержания пластового давления, пароводоснабжения, внутрипромыслового сбора и использования попутного газа (таблица 78)

Нормативы численности, приведенные в таблице 78 в пунктах 2,3, I4, 29, 32-37, заимствованы из сборника "Унифицированные нормативы численности рабочих и нормы обслуживания оборудования нефтегазодобывающих управлений Главтюменнефтегаза".-М.; ВНИИОЭНГ, 1984.

Нормативы численности на ремонт контрольно-измерительных приборов и средств автоматики, приведенных в приложении, рассчитаны по формуле

$$H_ч = \frac{T \cdot n}{T_ф},$$

где T – трудоемкость одного ремонта (по каждому виду ремонта), чел.-час;

n – количество ремонтов по каждому виду, приходящихся на год;

$T_Ф$ – календарный фонд рабочего времени одного рабочего в год, равный 2083 час.

В приложении приведены нормативы численности на обслуживание и ремонт средств контроля и автоматики, рассчитанные по формуле

$$H = \frac{T_р \cdot n}{T_Ф},$$

где $T_р \cdot n$ – затраты времени на выполнение всех видов ремонта, приходящихся на год, чел.-час;

$T_Ф$ – календарный фонд рабочего времени одного рабочего в год, равный 2083 час.

Нормативы численности, приведенные в таблице 78, определены с учетом коэффициента ужесточения норм времени в связи с выделением от общей трудоемкости работ централизованного ремонта средств автоматики и КИП, подготовки производства (0,85).

Для расчета использован "Проект исходных данных для определения квалификационного состава рабочих, занятых ремонтом и обслуживанием автоматики и телемеханики в ЦАП НГДУ объединения Татнефть", разработанный в 1980 г.

Трудоемкость частичных проверок, текущей эксплуатации, реконструктивных и организационных работ принята в размере 25-40% от общей трудоемкости полных проверок.

15. Производство лабораторных работ (таблица 86)

Нормативы численности рабочих на производство лабораторных работ определены по затратам труда на их выполнение.

Нормы времени на определение анализов приняты по сборнику "Типовые нормы времени на лабораторные работы в нефтедобыче". – ЦНИС-нефть, 1987.

Нормативы численности рассчитаны по формуле

$$H_ч = \frac{H_{вр} \cdot 100}{T_Ф},$$

где $H_{вр}$ – норма времени на определение одного анализа;

100 – количество анализов (работ), принятое в расчет;

$T_Ф$ – 2083 час.

I6. Остеклование, покрытие бакелитовыми лаками, эпоксидными смолами насосно-компрессорных труб (таблица 87)

Нормативы численности на остеклование, покрытие бакелитовыми лаками насосно-компрессорных труб определены по нормам времени НИС объединения Мангышлакнефть , а на покрытие эпоксидными смолами НИС объединения Татнефть , на I000 м насосно-компрессорных труб по формуле

$$H_{ч} = \frac{H_{вр} \cdot I000}{T_{ф}} ,$$

где $H_{вр}$ - норма времени на остеклование, покрытие бакелитовыми лаками, эпоксидными смолами I м труб;

I000 - количество метров насосно-компрессорных труб, заложенное в расчет;

$T_{ф}$ - 2083 час.

РАЗДЕЛ III

УКАЗАНИЯ О ПОРЯДКЕ РАСЧЕТА НОРМАТИВНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ

При определении нормативной численности рабочих нефтегазодобывающих предприятий следует иметь в виду:

I. Учитываются объемы работы на год или оборудование "в работе" за год, т.е. с учетом периода работы в течение года вновь вводимого или прекращающего работу оборудования.

2. Определяется среднее расстояние между скважинами как частное от деления общей протяженности маршрута оператора по добыче нефти и газа (в км) *на число скважин действующего фонда, закрепленных* за ним. В протяженность маршрута включаются переходы ко всем объектам, нанесенным на маршрутную карту оператора (скважина, куст скважин, групповая установка, трап, мерник, насос, будка и т.п.), кроме переходов к скважинам, отдаленным от основной группы скважин на 3 км при резкопересеченной местности, 4 км при пересеченной и 5 км при равнинной местности.

Переходы, нанесенные на маршрутную карту, определяются по их действительной протяженности (уклон, извилистость и др.), а не по прямой между точками. За делитель принимаются не все объекты, перечисленные выше, а только действующий фонд скважин. Среднее расстояние между скважинами по цеху добычи нефти и газа или НГДУ в целом определяется суммированием данных о протяженности маршрута операторов по добыче нефти и газа и делением этой суммы на число скважин *всего действующего фонда, закрепленных за теми же операторами*, независимо от метода эксплуатации и от оборудования скважин.

3. Расчет производится на виды и объемы работ, выполняемые силами НГДУ.

4. При расчетах нормативной численности рабочих применяются два коэффициента:

$К_п$ – коэффициент подмены, учитывающий дополнительную явочную численность рабочих, *необходимую для обслуживания оборудования (объ*ектов) в выходные дни. Расчет коэффициента подмены приведен в п.6 настоящих указаний;

$К_н$ – коэффициент невыходов, учитывающий планируемые для предприятия невыходы рабочих в дни отпуска, болезни, выполнения государственных обязанностей. Порядок расчета коэффициента невыходов приведен в п.7 настоящих указаний.

5. Нормативная среднесписочная численность рабочих, необходимая для выполнения годового объема работ, рассчитывается по формулам при производстве работ:

прерывном (работа не производится в выходные и праздничные дни)

$$Ч_С = Н_Ч \cdot С \cdot М \cdot К_Н;$$

непрерывном (работа производится в выходные и праздничные дни)

$$Ч_С = Н_Ч \cdot С \cdot М \cdot К_Н \cdot К_Н,$$

где $Ч_С$ – среднесписочная численность рабочих;

$Н_Ч$ – норматив численности;

С – число смен обслуживания оборудования (объектов). Если в нормативной таблице норматив приведен на объект (скважину, установку и др.), т.е. предусматривает обслуживание только в дневную смену, или на выполнение определенного объема работ (100 замеров, 100 исследований и т.п.), показатель "С" (число смен) из формулы исключается;

$К_П$ – коэффициент подмены;

$К_Н$ – коэффициент невыходов;

М – среднегодовые объемы работ (количество объектов или оборудования в работе).

6. Для определения нормативной явочной численности рабочих в условиях непрерывного производства применяется коэффициент подмены ($К_П$), учитывающий дополнительную явочную численность рабочих для обслуживания оборудования и объектов в выходные дни. Коэффициент рассчитывается по формуле:

$$К_П = \frac{Т}{Т - В},$$

где Т – время обслуживания оборудования в год (365 дней);

В – число выходных дней (52 воскресенья). Праздничные дни не учитываются, т.к. в соответствии с трудовым законодательством работа в праздничные дни оплачивается в двойном размере. Если работа в праздничные дни выполняется сверх нормы рабочего времени, то по желанию трудящихся могут быть предоставлены дни отдыха. В этом случае оплата производится в одинарном размере, а в значение "В" включается число отработанных праздничных дней.

Величина коэффициента подмены составит:

$$К_{п} = \frac{365}{365 - 52} = 1,17.$$

7. Коэффициент, определяющий переход от явочной численности к списочной (К невыходы), рассчитывается по формуле:

$$К_{\text{невыходы}} = \frac{Т_{н}}{Т_{н} - А},$$

где $Т_{н}$ – номинальный фонд (число календарных дней в году, кроме выходных и праздничных) рабочего времени одного рабочего в год;

А – число дней невыходов на работу по причинам, предусмотренным Законом, приходящихся в среднем на одного рабочего

$$А = О + Р + Б + Г + МЛ,$$

где О – число дней отпуска очередного и дополнительного (за вредные условия, стаж работы и т.п.), предусмотренные законами;

Р – число дней отпуска в связи с беременностью и родами (определяется по отчетным данным за истекший год);

Б – число дней болезни (определяется по отчетным данным за истекший год с учетом мероприятий по оздоровлению труда);

Г – число дней выполнения государственных и общественных обязанностей (определяется по отчетным данным за истекший год);

МЛ – число непроработанных дней кормящими матерями и подростками (за исключением учеников, численность которых по настоящему сборнику не определяется) в связи с сокращением продолжительности рабочего дня. Определяется умножением числа проработанных часов в день на число дней с сокращенным рабочим днем и делением полученной величины на 6,83.

8. Нормативная численность рабочих, занятых на сдельных работах, должна корректироваться в сторону уменьшения по величине процента перевыполнения норм времени.

9. Формы расчета нормативной численности остаются прежними и в настоящем издании сборника не приводятся. При первичном расчете можно воспользоваться сборником изд. 1975 г.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение I

Нормы времени на обслуживание наземного оборудования скважин

Выполняемая работа	Единица измерения	Норма времени, чел.-мин	Объекты нетелемеханизированные		Объекты телемеханизированные	
			Количество работ в год	Нормы времени на годовой объем работ, чел.-мин	Количество работ в год	Нормы времени на годовой объем работ, чел.-мин
I	2	3	4	5	6	7
I. Глубиннонасосная эксплуатация скважин						
I. Внешний осмотр СКН, проверка нагрева полированного штока, редуктора, исправности канатной подвески, проверка заземлений, состояния всех ограждений (наружного, КШМ и др.)	I скв.	2,8	365	I022,0	I82,5	5II,0
2. Проверка подачи нефти глубинным насосом, снятие показаний манометров	-"-	4,I	I82,5	748,25	I82,5	748,25
3. Проверка наличия масла в редукторе (с остановкой и запуском СКН)	I редуктор	3,3	48	I58,4	48	I58,4
4. Подтяжка текстропных ремней (с остановкой и запуском СКН)	I эл. дв.	3,9	I2	46,8	I2	46,8
5. Смена текстропных ремней в случае непригодности	-"-	II,9	I	II,9	I	II,9
6. Подтяжка устьевого сальника СУСГ (ликвидация утечки жидкости)	ICУСГ	2,8	I82,5	5II,0	I82,5	5II,0
7. Смена сальниковой набивки СУСГ (без стравливания затрубного газа, нормируется отдельно)	-"-	28,6	24	686,4	24	686,4

I	2	3	4	5	6	7
8. Протирка арматуры скважины от нефти, грязи	I скв.	7,I	40	284,0	40	284,0
9. Ликвидация замазученности территории вокруг устья скважины (вручную)	I скв.	I3,3	36	478,8	36	476,8
I0. Мытье устьевого оборудования и станка-качалки:						
а) паром	-"-	35,4	6	2I2,4	6	2I2,4
б) моющими средствами	-"-	I0,9	6	65,4	6	65,4
II. Подтягивание сальника пробоотборного крана (вентиля)	I кран	2,7	5	I3,5	5	I3,5
I2. Смена пробоотборного крана (вентиля) (со стравливанием газа, закрытием задвижки)	-"-	I3,2	I	I3,2	I	I3,2
I3. Смена сальниковой набивки пробоотборного крана (вентиля) (со стравливанием газа, отключением, запуском в работу)	-"-	I3,0	I	I3,0	I	I3,0
I4. Смена уплотнительных прокладок фланцевых соединений на устье скважины (со стравливанием газа, отключением, запуском в работу)	I скв.	40,0	I	40,0	I	40,0
I5. Проверка ключом состояния крепления задвижки и фланцевых соединений на устье скважины и на выкидной линии, подтягивание болтов фланцевых соединений	-"-	3,9	I2	46,8	I2	46,8
I6. Смена сальниковой набивки на задвижках устья скважины и выкидной линии	-"-	28,3	2	56,6	2	56,6
I7. Проверка состояния электродвигателя и пускового устройства	-"-	2,0	365	730,0	I82,5	365,0

I	2	3	4	5	6	7
I8. Подтягивание сальников на задвижках устья скважины и выкидной линии	I скв.	I,I	I2	I3,2	I2	I3,2
I9. Набивка смазки и задвижки (краны) фонтанной арматуры (обвязки устья скважины)	I кран	7,5	I2	90,0	I2	90,0
20. Проверка состояния задвижек в нефтяных и газовых колодцах на нефтепроводе	-"-	3,6	4	I4,4	4	I4,4
2I. Смена манометров (на буфере или на выкиде) - - 2 манометра	-"-	2,2	2	4,4	2	4,4
22. Проверка манометров контрольным прибором	-"-	7,6	2	I5,2	2	I5,2
23. Подготовка скважины к исследовательским работам, к ПРС	-"-	4,9	2	9,8	2	9,8
24. Проверка работы штанговращателя и его наладка	I штанговращатель	8,6	I2	I03,2	I2	I03,2
25. Подвязка поводка штанговращателя, установка и крепление	-"-	I4,5	I2	I74,0	I2	I74,0
26. Участие в планировке площадок вокруг скважины механизированным способом	I скв.	I8,4	I	I8,4	I	I8,4
27. Планировка территории вокруг устья скважины вручную	-"-	28,4	2	56,8	2	56,8
28. Покраска арматуры вручную	-"-	75,0	I	75,0	I	75,0
29. Покраска оборудования СК вручную	-"-	360	0,3	I08,0	0,3	I08,0
30. Участие в уравновешивании СК передвижением роторных противовесов	-"-	65,4	2	I30,8	2	I30,8

I	2	3	4	5	6	7
3I. Участие в уравновешивании СК с изменением числа роторных противовесов	I скв.	I44	2	288,0	2	288,0
32. Установка заглушки на задвижку (без стравливания газа)	I скв.	2,3	I	2,3	I	2,3
Итого:					624I,95	5366,35
2. Эксплуатация скважин электропогружными насосами						
I. Внешний осмотр: станции управления, автотрансформатора, оборудования на устье скважины, осмотр эл.кабеля от СУ до устья скважины, проверка состояния сальника на месте ввода эл.кабеля в скважину, проверка заземления металлических частей	I скв.	2,5	365	9I2,5	I82,5	456,25
2. Подтягивание сальника на месте ввода электрокабеля	-"-	2,5	5	I2,5	5	I2,5
3. Снятие показаний манометров	-"-	2,6	365	949	I82,5	474,5
4. Проверка ключом состояния крепления задвижек и фланцевых соединений на устье скважины и на выкидной линии, подтягивание болтов	-"-	3,9	I2	46,8	I2	46,8
5. Подтягивание сальников на задвижках на устье скважины и на выкидной линии	-"-	I,I	I2	I3,2	I2	I3,2
6. Подтягивание сальника пробоотборного крана (вентиля)	I кран	2,7	5	I3,5	5	I3,5
7. Смена сальниковой набивки на задвижках устья скважины и выкидной линии	I скв.	28,3	2	56,6	2	56,6

I	2	3	4	5	6	7
8. Смена сальниковой набивки пробоотборного крана (вентиля)	I кран	I3,0	I	I3,0	I	I3,0
9. Смена пробоотборного крана (вентиля)	-"-	I3,2	I	I3,2	I	I3,2
I0. Смена манометров (на буфере или на выкидной линии)	I скв.	2,2	2	4,4	2	4,4
II. Смена уплотнительных прокладок на фланцевых соединениях на устье скважины и выкидной линии	I соед.	40,0	4	I60,0	4	I60,0
I2. Смена буферного патрубка (лубрикатора)	I лубр.	20,0	I	20,0	I	20,0
I3. Протирка фонтанной арматуры от грязи и нефти	I скв.	I2,I	I2	I45,2	I2	I45,2
I4. Мытье фонтанной арматуры: моющими средствами паром	-"- -"-	50,0 43,8	I I	50,0 43,8	I I	50,0 43,8
I5. Ликвидация замазученности вокруг устья скважины вручную	-"-	I3,3	36	478,8	36	478,8
I6. Планировка площадки вокруг устья скважины вручную	-"-	28,4	2	56,8	2	56,8
I7. Проверка манометров контрольным прибором	-"-	7,6	2	I5,2	2	I5,2
I8. Набивка смазки в задвижки (краны) фонтанной арматуры	-"-	7,5	I2	90,0	I2	90,0
I9. Участие в планировке площадки вокруг устья скважины механизированным способом	-"-	I8,4	I	I8,4	I	I8,4
20. Подготовка скважин к исследовательским работам, к ПРС	-"-	4,9	2	9,8	2	9,8

I	2	3	4	5	6	7
2I. Покраска устьевого оборудования вручную	I скв.	6I,2	I	6I,2	I	6I,2
22. Смена сальниковой набивки на головке лубрикатора	I скв.	27,0	3	8I,0	3	8I,0
23. Установка заглушек (без стравливания давления газа)	-"-	2,3	I	2,3	I	2,3
24. Очистка колонной головки	-"-	II,5	2	23,0	2	23,0
Итого:				3290,2		2359,45
3. Фонтанная эксплуатация скважин						
I. Внешний осмотр и проверка состояния оборудования на устье скважины, проверка подачи нефти в выкидную линию	I скв.	I,7	365	620,5	I82,5	3I0,25
2. Остальные работы согласно пунктам (3-24), приведенным для скважины, оборудованной ЭЦН	-"-			2365,2		I890,7
Итого:				2985,7		2200,95
4. Газлифтная эксплуатация скважин						
I. Внешний осмотр и проверка состояния оборудования на устье скважины, проверка подачи нефти в выкидную линию	I скв.	I,7	I095	I86I,5	365	620,5
2. Внешний осмотр и проверка состояния газовой линии от газоманифольда до скважины	-"-	I,4	I005	I533,0	365	5II,0
3. Снятие показаний манометров ($Р_{буф.}$, $Р_{линейн.}$, $Р_{межкол.}$). Замер расхода газа и температуры	-"-	3,0	I095	3286,0	365	I005,0

I	2	3	4	5	6	7
4. Проверки ключом состояния крепления задвижек и фланцевых соединений на устье скважины (I7 соединений)	I скв.	6I,2	52	3I82,4	52	3I82,4
5. Подтягивание сальников на задвижках на устье скважины, выкидной и газовой линиях (8 задвижек)	-"-	8,0	I2	96,0	I2	96,0
6. Подтягивание сальника пробоотборного крана (вентиля)	I кран	3,0	5	I5,0	5	I5,0
7. Смена сальниковой набивки на задвижках на устье скважины, выкидной и газовой линиях с остановкой скважины и стравливанием давления (8 задвижек)	I скв.	63,4	2	I26,8	2	I26,8
8. Очистка колонной головки моющими средствами	I голов.	II,5	2	23,0	2	23,0
9. Смена сальниковой набивки пробоотборного крана (вентиля)	I кран	I0,8	2	2I,6	2	2I,6
I0. Смена пробоотборного крана (вентиля)	-"-	I2,2	I	I2,2	I	I2,2
II. Смена манометров на скважине (4 манометра)	I скв.	I3,6	2	27,2	2	27,2
I2. Протирка фонтанной арматуры и выкидной линии от грязи и нефти	-"-	I9,5	I2	234,0	I2	234,0
I3. Мытье фонтанной арматуры моющими средствами	-"-	50,0	2	I00,0	2	I00,0
I4. Мытье фонтанной арматуры паром	-"-	43,8	4	I75,2	4	I75,2
I5. Ликвидация замазученности на устье скважины вручную	I скв.	8,8	36	3I6,8	36	3I6,8
I6. Покраска арматуры и выкидной линии	-"-	74,8	I	74,8	I	74,8

Продолжение приложения I

I	2	3	4	5	6	7
I7. Планировка площадки вокруг устья скважины вручную	I скв.	I7,6	2	35,2	2	35,2
I8. Продувка газовой линии	-"-	I9,7	4	78,8	4	78,8
I9. Участие в смене задвижек на устье скважины и выкидной линии (I раз в 6 лет)	-"-	I63,5	-	27,3	-	27,3
20. Смена уплотнительных прокладок на фланцевых соединениях на устье скважины, выкидной и газовой линиях	-"-	37,2	4	I48,8	4	I48,8
2I. Установка заглушек со стравливанием газа	-"-	30,5	I	30,5	I	30,5
22. Смена сальниковой набивки на головке лубрикатора	I лубр.	27,0	3	8I,0	3	8I,0
23. Набивка смазки в задвижки (краны) арматуры скважины	I скв.	II,3	I2	I35,6	I2	I35,6
24. Проверка манометров контрольным прибором	-"-	5,0	2	I0,0	2	I0,0
ИТОГО:				II63I,7		7I78,7

12*-3617

Приложение 2

Нормы времени на выполнение специфических и сезонных работ, характерных для отдельных нефтяных районов

Выполняемая работа	Нормы времени на выполнение одной работы, чел.-мин
I	2
А. СПЕЦИФИЧЕСКИЕ РАБОТЫ	
Для скважин с интенсивным отложением парафина	
I. Участие оператора в пропаривании арматуры, выкидной линии и трапа от парафина (после проведения ПРС, КРС и перед покраской)	75,0
2. Участие оператора в закачке конденсата, химреагента в скважину	70,0
3. Очистка нефтепроводов от парафина при помощи резиновых "торпед" (пуск "торпед" от скважины и прием на групповой установке	30,0
4. Участие оператора в пропаривании НКТ и штанг при работающем ШНГ	205,0
5. Участие оператора в промывке скважины горячей нефтью	I20,0
Для скважин с интенсивным отложением песка	
6. Участие оператора в промывке выкидной линии от песка	4I,9
7. Подготовка скважины для промывки от песчаной пробки	70,3
Для скважин с большим газовым фактором	
8. Продувка газовой линии на скважине	I0,2
9. Снижение давления газа в затрубном пространстве	6,8
I0. Зажигание газового факела (на скважине, СУ, АГЗУ)	4,9
II. Разница газового шлейфа и затрубного пространства при остановке газлифтной скважины	30
I2. Участие оператора в перезапуске газлифтной скважины	I8
I3. Ликвидация гидратных пробок в газопроводе газлифтной скважины	90

I	2
Б.СЕЗОННЫЕ РАБОТЫ	
I. Участие оператора в очистке территории скважины от снега, планировке с помощью спецтехники	37,0
2. Участие оператора в очистке подъездных путей в скважине, замерной установке с помощью спецтехники	I35,0
3. Очистка настила арматурной площадки от снега вручную	I5,0
4. Очистка от снега подходов к ГЗУ "Спутник" вручную	30,0
5. Прополка травы на обваловке групповой установки 4 раза в год	I44,0
6. Скашивание травы вокруг объекта (скважина, групповая установка) - I раз в год	I20,0
7. Очистка устья скважины от песчаных заносов вручную	60,0
В. ОБЩИЕ РАБОТЫ	
I. Замена настила арматурной площадки (после проведения КРС и ПРС)	37,2
2. Ремонт настила арматурной площадки	23,0

Приложение 3

Нормы времени на обслуживание установки для депарафинизации скважин

Выполняемая работа	Норма времени на выполнение одной работы, чел.-мин	Количество работ в год на одной установке при условии производства спусков и подъемов скребка			Нормы времени на годовой объем работ, чел.-мин, на одной установке при условии производства спусков и подъемов скребка		
		реже 1 раз за в сутки	1 раз в сутки	1 раз в смену	реже 1 раз за в сутки	1 раз в сутки	1 раз в смену
I	2	3	4	5	6	7	8
Обслуживание ручной лебедки							
I. Профилактический ремонт скребка и перезарядка	27,5	4,9	6,6	I0,0	I34,8	I8I,5	275,0
2. Смена скребка	26,0	I,0	I,3	2,0	26,0	33,8	52,0
3. Смена лубрикатора	54,0	0,8	I,0	I,5	43,2	54,0	8I,0
4. Смена сальникового уплотнения лубрикатора и спуск давления через вентиль	20,0	I0,0	I2,0	20,0	200,0	240,0	400,0
5. Смена скребковой проволоки (I200 м)	79,0	0,5	0,7	I,0	39,5	55,3	79,0
6. Смена головки лубрикатора	26,0	0,8	0,9	I,3	20,8	23,4	33,8
7. Смена вращающихся частей лебедки	2,0	9,0	9,0	9,0	I8,0	I8,0	I8,0
Итого:	–	–	–	–	482,3	606,0	938,8
Обслуживание полуавтоматической или автоматической установки							
I. Профилактический ремонт скребка и перезарядка	27,5	4,9	6,6	I0,0	I34,8	I8I,5	275,0
2. Смена скребка	26,0	0,8	I,I	I,7	20,0	28,0	44,2

Продолжение приложения 3

I	2	3	4	5	6	7	8
3. Смена стаканной проволоки	34,8	4,5	6,0	9,0	I56,6	208,8	3I3,2
4. Смена головки лубрикатора	26,0	0,4	0,9	I,3	I0,4	23,4	33,8
5. Смена лубрикатора	54,0	0,7	I,0	I,5	37,8	54,0	8I,0
6. Смена сальникового уплотнения лубрикатора и спуск давления через вентиль	20,0	I0,3	I3,5	20,5	206,0	270,0	4I0,0
7. Смена скребковой проволоки (I200 м)	79,0	0,5	0,6	I,0	39,5	47,4	79,0
8. Смена масла в редукторе лебедки	I0,0	I,0	I,0	I,0	I0,0	I0,0	I0,0
Итого:	—	—	—	—	6I5,9	823,7	I246,2

Приложение 4

Нормы времени на спуск и подъем скребка различными установками для депарафинизации скважин

Выполняемая работа	Норма времени на выполнение одной работы, чел.-мин		Количество работ в год	Нормы времени на годовой объем работ, чел.-мин	
	спуск и подъем на 100 м	на каждые последующие 100 м		спуск и подъем на 100 м	на каждые последующие 100 м
I	2	3	4	5	6
Спустить и поднять скребки при помощи установки:					
А. Лифт неостеклованный					
I. Ручной лебедки	8,6	4,6	365	3139	1679
2. Полуавтоматической	8,6	1,6	365	3139	584
3. Автоматической (контрольный спуск-подъем)	8,6	1,6	24	206,4	38,4
Б. Лифт остеклованный, покрытый бакелитовыми лаками, эпоксидными смолами					
I. Ручной лебедки	8,6	4,6	24	206,4	110,4
2. Полуавтоматической	8,6	1,6	24	206,4	38,4
3. Автоматической	8,6	1,6	24	206,4	38,4

Приложение 5

Нормы времени на обслуживание групповой установки для сбора и замера жидкости

Выполняемая работа	Единица измерения	Норма времени на выполнение одной работы, чел.-мин.	Нетелемеханизированная установка		Телемеханизированная установка	
			Количество работ в год	Нормы времени на годовой объем работ, чел.-мин.	Количество работ в год	Нормы времени на годовой объем работ, чел.-мин.
I	2	3	4	5	6	7
I. Проверка работы гидроциклонной головки и дебитометра, булитов, регулятора	ГЗУ ГЗНУ	8,4	365	3066,0	I82,5	I533,0
2. Проверка состояния гребенки и подачи н/газовой смеси из скважины	-"-	3,2	365	II68,0	I82,5	584,0
3. Осмотр насосных агрегатов, проверка наличия смазки и доливка, проверка работы разгрузочного устройства по температуре на выкиде	ГЗНУ	3,3	365	I204,5	I82,5	602,25
4. Набивка сальников насосов	-"-	25,I	24	602,4	24	602,4
5. Смена манометра	ГЗУ, ГЗНУ	2,2	3	6,6	3	6,6
6. Снятие показаний манометров	-"-	3,3	365	I204,5	I82,5	602,25
7. Снятие показаний счетчиков	-"-	3,8	365	I387	I82,5	693,5
8. Очистка ГУ от замазученности	-"-	I9,6	24	470,4	24	470,4
9. Набивка сальника на задвижках	ГЗУ, ГЗНУ	33,2	20	664,0	20	664,0

Продолжение приложения 5

I	2	3	4	5	6	7
I0. Смена пробоотборного крана	ГЗУ, ГЗНУ	I3,2	I	I3,2	I	I3,2
II. Проверка состояния задвижек нефтяных и газовых колодцев	-"-	3,6	4	I4,4	4	I4,4
I2. Уборка помещений насосной	ГЗНУ	I3,5	I82,5	2463,75	I82,5	2463,75
I3. Проверка состояния ППК, ПСМ, проверка работы вентилятора	ГЗУ, ГЗНУ	3,2	365	II68,0	I82,5	584,0
I4. Подтягивание болтов фланцевых соединений	-"-	6,9	24	I65,6	24	I65,6
I5. Смена прокладки на фланцевых соединениях	-"-	40,0	I2	480,0	I2	480,0
I6. Всего на обслуживание ГЗНУ	-	-	-	I4078,35		9479,35
Всего на обслуживание ГЗУ типа "Спутник" (п.п. I-2, 5-II, I3-I5)	-	-	-	9807,7		58I0,95

Приложение 6

Нормы времени на обслуживание индивидуальной установки для сбора и замера жидкости

Выполняемая работа	Норма времени на выполнение одной работы, чел.-мин	Нетелемеханизированная установка		Телемеханизированная установка	
		Количество работ в год	Нормы времени на годовой объем работ, чел.-мин	Количество работ в год	Нормы времени на годовой объем работ, чел.-мин.
I	2	3	4	5	6
I. Осмотр установки, проверка регулятора уровня и предохранительного клапана, уровня нефти в мернике	3	365	I095	I82,5	547
2. Очистка наружной поверхности мерника	I20,0	0,5	60	0,5	60
Итого:	-	-	II55	-	607
20% на прочие и непредвиденные работы	-	-	23I		I2I,4
Всего на обслуживание	-	-	I386		728,4

Приложение 7

Нормы времени на откачку жидкости из мерника

Выполняемая работа	Норма времени на выполнение одной работы, чел.-мин	Количество работ в год	Нормы времени на годовой объем работ, чел.-мин
Откачка жидкости:			
а) неавтоматизированным насосом в присутствии оператора	I0*	365	3650,0
б) автоматизированным насосом с включением автомата откачки (подогрев зимой)	6	365	2I90,0

* При более продолжительной откачке наблюдение за откачкой совмещается с другими работами.

Приложение 8

Нормы времени на обслуживание
дозаторной установки (емкостью 200 л)

Выполняемая работа	Единица измерения	Норма времени на выполнение одной работы, чел.-мин	Нетелемеханизированные объекты		Телемеханизированные объекты	
			Количество работ в год	Нормы времени на годовой объем работ чел.-мин	Количество работ в год	Нормы времени на годовой объем работ, чел.-мин
I. Внешний осмотр дозаторных установок	I уст.	2,0	365	730,0	I82,5	365,0
2. Контроль за работой насосов (проверка подачи химреагента в нефтепровод)	I уст.	3,3	365	I387,0	I82,5	693,5
3. Проверка (замер) уровня реагента в емкости, регулировка расхода	-"-	3,5	36	I26,0	36	I26,0
4. Заправка емкости реагентом	-"-	44,I	24	I058,4	24	I058,4
Итого:	-	—	—	330I,4		2242,9

Приложение 9

Нормы времени на обслуживание нефтяного колодца

Выполняемая работа	Норма времени на выполнение одной работы, чел.-мин	Кол-во работ, в год	Норма времени на годовой объем работ, чел.-мин
Обслуживание нефтяного колодца: с ручным приводом	2	36	72
с электроприводом	2,7	36	97,2

Приложение I0

Нормы времени на обслуживание контрольных, пьезометрических и бездействующих скважин

Выполняемая работа	Нормы времени на выполнении одной работы, чел.-мин	Количество работ в год	Нормы времени на годовой объем работ, чел.-мин
Обслуживание контрольных и пьезометрических скважин			
I. Внешний осмотр скважин	I,7	I22	207,4
2. Подтягивание сальника на задвижке	3,2	I2	38,4
3. Смена манометра (2 манометра)	6,8	4	27,2
4. Протирка арматуры от грязи	9,7	2	I9,4
Итого:	–	–	292,4
Обслуживание бездействующих скважин			
I. Внешний осмотр	I,6	I2	20,4
2. Проверка буферного и затрубного давления	I2,0	I2	I44,0
3. Подтягивание сальника на задвижках	3,2	I2	38,4
4. Подтягивание сальника пробоотборного крана вентиля	3,0	4	I2,0
5. Протирка арматуры от грязи	9,7	2	I9,4
Итого:	–	–	234,2

Приложение II

Нормы времени на переходы (переезды) одного километра

Выполняемая работа	Нормы времени, чел.-мин, на 1 км	
	переход с инструментом или аппаратурой весом до 5 кг	переезд на автомашине
Переход (переезд) одного километра с грузом по местности:		
Резкопересеченной (подъем свыше 20^{0}; речная пойма, заросшая и заболоченная свыше 20%, изрезанная старицами и болотами, сплошные кочковатые вязкие болота, барханы, овраги, солончаки, соры и т.п.).	25,0	3,1
Пересеченной (грунтовая дорога по пересеченной местности с подъемами до 20^{0}, речная пойма, заросшая до 30%, прорезанная старицами и озерами и заболоченная до 20%, леса)	22,0	2,6
Равнинной (грунтовая дорога по местности ровной или слабо пересеченной с крупными пологими формами или открытой незаболоченной)	15,0	2,0

Приложение I2

Нормы времени на отбор проб нефти из резервуаров

Выполняемая работа	Норма времени на выполнение одной работы, чел.-мин	Примечание
Отбор проб нефти из резервуаров	67,0	Предусматривается отбор с трех уровней (верхнего, центра сливной трубы и днища)

Приложение I3

Нормы времени на обслуживание нагнетательных скважин

Выполняемая работа	Норма времени на выполнение одной работы, чел.-мин	Количество работ в год	Нормы времени на годовой объем работ, чел.-мин
I	2	3	4
I. Внешний осмотр скважин	2,0	52	I04,0
2. Подтягивание сальников на задвижках	6,3	24	I5I,2
3. Набивка сальников на задвижках	26,3	I2	3I5,6
4. Устранение пропусков (подтягивание фланцевых соединений на арматуре)	I0,0	I2	I20,0
5. Замена прокладок, колец во фланцевых соединениях	40,0	4	I60,0
6. Комплектование крепежом фланцевых соединений арматуры	30,0	I	30,0
7. Смена манометров на устье скважины	6,0	I	6,0

Продолжение приложения I3

I	2	3	4
8. Очистка от грязи и мазута арматуры и обвязки скважины	20,0	I	20,0
9. Уборка замазученности на территории скважины	20,0	I	20,0
I0. Планировка с поправкой обвалования территории скважины	40,0	I	40,0
II. Отогрев устья скважины	I20,0	6	720,0
Итого:	–	–	I687,0

Приложение I4

Нормы времени на замер дебита скважин, отбор проб жидкости и газа

Выполняемая работа	Норма времени на выполнение I работы, чел.-мин
А. Замер дебита	
I. Замер дебита при помощи мерника на индивидуальной установке	9,0*
II. Замер дебита скважин на групповой установке	
I. При помощи мерника	23,5
2. При помощи мерника через гребенку	I8,0
3. При помощи мерника через гребенку с переводом замеряемой скважины с дополнительной гребенки на замерную	26,8
4. Через трап на мерник	26,8
5. Через трап на мерник с переводом замеряемой скважины на промежуточную гребенку	23,2
6. Через трап на мерник с остановкой скважины, работающей в один коллектор с замеряемой	I36,3
7. Через трап на мерник с остановкой одной скважины, работающей в один коллектор с замеряемой, и переводом на замер с дополнительной гребенки на замерную	I83,2
8. Через трап на мерник с переводом скважины на замер с дополнительной гребенки без остановки скважины	I28,0
9. Через гребенку на трап	28,I
I0. Через гребенку, трапы I и II ступеней сепарации, прибор ДП-430 на замерные емкости	92,I
III. Замер дебита на автоматической групповой замерной установке типа "Спутник" (АГЗУ):	
а) телемеханизированной	I5,3
б) нетелемеханизированной	20,2
Б. Отбор проб жидкости и газа со скважин	
I. Отбор проб жидкости	7,I
2. Отбор проб газа	7,3

Примечание:* Время на ожидание заполнения мерника, дегазацию нефти в мернике в нормах не учтено, так как перекрывается другими работами.

Приложение I5

Нормы времени на исследование нефтяных, нагнетательных, контрольных и пьезометрических скважин

Выполняемая работа	Норма времени на одну работу без спуска и подъема прибора, чел-мин	Нормы времени, чел./мин, на одну работу со спуском и подъемом прибора на глубину, м					
		500	I000	2000	3000	4000	5000
I	2	3	4	5	6	7	8
Глубиннонасосная эксплуатация скважин							
I. Замер забоя или уровня жидкости в скважине через межтрубное пространство	30,6	53,4	74,4	II6,4	I58,4	200,4	242,4
2. Отбивка динамического уровня жидкости в скважине волномером	58,I	58,I	58,I	58,I	58,I	58,I	58,I
3. Отбивка статического уровня жидкости в скважине волномером	25,I	25,I	25,I	25,I	25,I	25,I	25,I
4. Отбивка динамического и статического уровней с помощью орифайса	I5,6	I5,6	I5,6	I5,6	I5,6	I5,6	I5,6
5. Снятие кривых восстановления (3 раза)	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3
6. Замер пластового давления через межтрубное пространство							
А. Лебедка АзИНмаш-8,II	5I,0	80,5	II0,0	I69,0	228,0	287,0	346,0
Б. Лебедка-АПЭЛ, АИСТ, АЭКС	73,0	I05,0	I37,0	20I,0	265,0	329,0	393,0

Продолжение приложения I5

	2	3	4	5	6	7	8
забойного давления через межтрубное пространство							
А. Лебедка АзИНмаш-8,II	58,7	I02,5	I32,0	I9I,0	250,0	309,0	368,0
Б. Лебедка - АПЭЛ, АИСТ, АЭКС	80,7	II2,7	I44,7	208,7	272,7	336,7	400,7
8. Поинтервальный замер пластового давления через межтрубное пространство (I0 точек)							
А. Лебедка АзИНмаш-8,II	I3I,0	I60,5	I90,0	249,0	308,0	367,0	426,0
Б. Лебедка- АПЭЛ, АИСТ, АЭКС	I38,7	I70,7	202,7	266,7	330,7	394,7	458,7
9. Замер избыточного давления в затрубном пространстве скважин при статическом и динамическом режимах контрольным манометром	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8
I0. Снятие кривых восстановления пластового давления							
I0.I. Лебедка АзИНмаш-8,II							
А. на высокопродуктивных скважинах (более 0,5 т/сут.ат.)	3I8,0	347,5	377,0	436,0	495,0	544,0	6I3,0
Б. на среднепродуктивных скважинах (0,2-0,5 т/сут.ат.)	I3I,4	I60,9	I90,4	249,4	308,4	367,4	426,4
В. на низкопродуктивных скважинах (менее 0,2 т/сут.ат.)	I63,I	I92,5	222,I	28I,I	340,I	399,I	458,I
I0.2. Лебедка АПЭЛ, АИСТ, АЭКС							
А. на высокопродуктивных скважин (более 0,5 т/сут.ат)	325,7	357,7	389,7	453,7	5I7,7	58I,7	645,7
Б. на среднепродуктивных скважинах (0,2-0,5 т/сут.ат.)	I5I,9	I76,5	2I5,9	279,9	343,9	407,9	47I,9

в. на низкопродуктивных скважинах (менее 0,3 т/сут.ат.)	I90,0	222,0	254,0	3I8,0	382,0	446,0	5I0,0
II. Снятие кривой восстановления уровня (КВУ)	288,2	288,2	288,2	288,2	288,2	288,2	288,2
I2. Снятие индикаторных кривых (на 2 режима откачки)	I99,3	I99,3	I99,3	I99,3	I99,3	I99,3	I99,3
I3. Исследование на периодическую эксплуатацию	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3
I4. Отбивка песчаных пробок	24,5	38,0	5I,5	78,5	I05,5	I32,5	I59,5
I5. Замер дебита жидкости с помощью штуцеров	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
I6. Замер дебита газа	I4,4	I4,4	I4,4	I4,4	I4,4	I4,4	I4,4
I7. Исследование работы глубинных насосов при помощи динамографа	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0
I8. Отбор глубинных проб нефти	72,0	I0I,5	I3I,0	I90,0	249,0	308,0	367,0
I9. Шаблонирование скважин, отбивка забоя	29,0	58,5	88,0	I47,0	206,0	265,0	324,0
Фонтанно-компрессорная эксплуатация скважин							
I. Замер забоя или уровня жидкости в скважине	34,8	49,2	63,6	92.4	I2I,2	I50,0	I78,8
2. Замер водораздела в скважине колонкой	34,8	49,2	63,6	92,4	I2I,2	I50,0	I78,8
3. Замер пластового давления и температуры в скважине	5I,9	64,4	76,9	I0I,9	I26,9	I5I,9	I76,9

Продолжение приложения I5

I	2	3	4	5	6	7	8
4. Замер забойного давления и температуры в скважине	73,9	86,4	98,9	I23,9	I48,9	I73,9	I98,9
5. Замер поинтервальных давлений в обводненных скважинах	265,9	278,4	290,9	3I5,9	340,9	365,9	390,9
6. Снятие кривых восстановления пластового давления							
А. на высокопродуктивных скважинах (более 0,5 т/сут.ат.)	322,9	335,4	347,9	372,9	397,9	422,9	447,9
Б. На среднепродуктивных скважинах (0,2-0,5 т/сут.ат.)	I34,3	I46,8	I59,3	I84,3	209,3	234,3	259,3
В. На низкопродуктивных скважинах (менее 0,2 т.сут.ат.)	I67,0	I79,5	I92,0	2I7,0	242,0	267,0	292,0
7. Контрольный замер устьевых давлений манометром	I0,8	I0,8	I0,8	I0,8	I0,8	I0,8	I0,8
8. Замер температуры электротермометром	553,2	569,7	586,2	6I9,2	652,2	685,2	7I8,2
9. Замер устьевых температур	I5,0	I5,0	I5,0	I5,0	I5,0	I5,0	I5,0
I0. Замер межколонных пропусков (определение герметичности)	269,2	286,7	302,2	335,2	368,2	40I,2	434,2
II. Замер дебита скважин глубинным дебитомером или снятие профиля отдачи пласта	553,2	569,7	586,2	6I9,2	652,2	685,2	7I8,2
I2. Замер дистанционным влагомером	553,2	569,7	586,2	6I9,2	652,2	685,2	7I8,2
I3. Снятие индикаторных диаграмм (на 3 режима откачки)	532,6	532,6	532,6	532,6	532,6	532,6	532,6
I4. Отбор глубинных проб жидкости пробоотборником ЩД-3	69,0	78,0	87,0	I05,0	I23,0	I4I,0	I59,0
I5. Замер дебита нефти	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0

I6. Замер дебита газа	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0
I7. Шаблонирование насосно-компрессорных труб	2I,0	3I,5	42,0	63,0	84,0	95,0	II6,0
I8. Смена штуцеров	I6,0	I6,0	I6,0	I6,0	I6,0	I6,0	I6,0
I9. Исследование скважин КВУ	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4
Эксплуатация скважин, оборудованных ЭЦН							
I. Замер забоя или уровня жидкости и водораздела в скважине	34,8	49,2	63,6	92,4	I2I,2	I50,0	I78,8
2. Отбивка уровня в скважине жалонкой	34,8	49,2	63,6	92,4	I2I,2	I50,0	I78,8
3. Отбивка статического уровня волномером	25,I	25,I	25,I	25,I	25,I	25,I	25,I
4. Отбивка динамического уровня волномером	58,I	58,I	58,I	58,I	58,I	58,I	58,I
5. Замер динамического и статического уровня орифайсом	I5,6	I5,6	I5,6	I5,6	I5,6	I5,6	I5,6
6. Отбивка динамического уровня с помощью РКМ-45	393,2	409,7	426,2	459,2	492,2	525,2	558,2
7. Снятие кривых восстановления уровня	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4
8. Термометрирование с помощью приборов							
а) регистрационных	I35,8	I49,3	I62,8	I89,9	2I6,8	243,8	270,8
б) дистанционных	453,2	469,7	496,2	5I9,2	552,2	585,2	6I8,2
9. Замер пластового давления	5I,9	64,4	76,9	I0I,9	I26,9	I5I,9	I76,9
I0. Замер забойного давления	73,9	86,4	98,9	I23,9	I48,9	I73,9	I98,9

Продолжение приложения I5

I	2	3	4	5	6	7	8
II. Замер избыточного давления в затрубном пространстве скважин при статическом и динамическом режимах контрольным манометром	I0,2	I0,2	I0,2	I0,2	I0,2	I0,2	I0,2
I2. Снятие кривой восстановления пластового давления							
а) на высокопродуктивных скважинах (более 0,5 т/сут.ат)	322,9	335,4	347,9	372,9	397,9	422,9	447,9
б) на среднепродуктивных скважинах (0,2-0,5 т/сут.ат.)	I34,3	I46,8	I59,3	I84,3	209,3	234,3	259,3
в) на низкопродуктивных скважинах (менее 0,2 т/сут.ат)	I67	I79,5	I92,0	2I7	242	267	292
I3. Снятие профилей отдачи пласта с помощью дистанционных приборов	553,2	569,7	586,2	6I9,2	652,2	685,2	7I8,2
I4. Снятие индикаторных кривых							
а) при отбивке Нст	286,4	286,4	286,4	286,4	286,4	286,4	286,4
б) при замере Рпл (на 3 режима откачки)	356,2	356,2	356,2	356,2	356,2	356,2	356,2
I5. Снятие кривых удельных весов I0 точек	245,9	259,4	272,9	299,9	326,9	353,9	380,9
I6. Замер дебита скважин	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
I7. Замер газового фактора	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0
I8. Отбор глубинных проб нефти и воды пробоотборником типа ПД-3	69,0	78,0	87,0	I05,0	I23,0	I4I,0	I59,0
I9. Шаблонирование НКТ желонкой или специальным шаблоном	2I,0	3I,5	42,0	63,0	84,0	95,0	II6,0

20. Отбивка подвески	40,7	54,2	67,7	94,7	I2I,7	I48,7	I75,7
Нагнетательные скважины							
I. Отбивка уровня в скважине	35,0	38,5	42,I	49,2	56,3	63,4	70,5
2. Замер пластового давления в скважине глубинным манометром	6I,0	6I,0	6I,0	6I,0	6I,0	6I,0	6I,0
3. Замер забойного давления	6I,0	6I,0	6I,0	6I,0	6I,0	6I,0	6I,0
4. Замер давления и температуры скважины глубинным манометром	6I,0	6I,0	6I,0	6I,0	6I,0	6I,0	6I,0
5. Замер пластового давления и приемистости скважины дистанционными приборами	553,2	569,7	586,2	6I9,2	652,2	685,2	7I8,2
6. Замер пластового давления по кривым неполного восстановления буферного давления	76,8	76,8	76,8	76,8	76,8	76,8	76,8
7. Замер устьевого рабочего давления (буферного)	I5,6	I5,6	I5,6	I5,6	I5,6	I5,6	I5,6
8. Снятие кривой восстановления пластового давления							
а) на высокопродуктивных скважинах (более 0,5 т/сут.ат)	322,9	335,4	347,9	372,9	397,9	422,9	447,9
б) на среднепродуктивных скважинах (0,2-0,5 т/сут.ат)	I34,3	I46,8	I59,3	I84,3	209,3	234,3	259,3
в) на низкопродуктивных скважинах (менее 0,2 т/сут.ат)	I67,0	I79,5	I92,0	2I7,0	242,0	267,0	297,0

Продолжение приложения I

I	2	3	4	5	6	7	8
9. Снятие кривых падения буферного давления	76,8	76,8	76,8	76,8	76,8	76,8	76,8
IO. Отбивка динамических и статических уровней (для карт изобар) эхолотом	35,0	38,5	42,I	49,2	56,3	63,4	70,5
II. Снятие индикаторных диаграмм	508,6	508,6	508,6	508,6	508,6	508,6	508,6
I2. Замер забоя скважин	34,8	49,2	63,6	92,4	I2I,2	I50	I78,8
I3. Термометрирование (АПЭД)	553,2	569,7	586,2	6I8,2	652,2	685,2	7I8,2
I4. Замер приемистости пласта дистанционным расходомером	553,2	569,7	586,2	6I8,2	652,2	685,2	7I8,2
I5. Замер приемистости нагнетательных скважин от КНС							
а) при замере приемистости одной скважины	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
б) при замере приемистости двух скважин	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0
в) при замере приемистости тре. скважин	I20,0	I20,0	I20,0	I20,0	I20,0	I20,0	I20,0
I6. Снятие профилей отдачи пласта дистанционными приборами	I50,0	I69,2	I88,4	226,8	265,2	303,6	342,0
I7. Отбор поверхностных проб воды из манифольдной линии	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
I8. Шаблонирование скважин, отбивка забоев	2I,0	3I,5	42,0	63,0	84,0	95,0	II6,0
I9. Определение герметичности колонны	269,2	285,7	302,2	335,2	368,2	40I,2	434,2

20.	Замер пластового и забойного давления с помощью дистанционных приборов	313,2	326,7	340,2	367,2	394,2	421,2	448,2
	Контрольные и пьезометрические скважины							
I.	Замер забоя, уровня жидкости, водораздела в скважине	34,8	49,2	63,6	92,4	121,2	150,0	178,8
2.	Замер пластового давления и температуры глубинным манометром	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
3.	Замер пластового давления по кривым неполного восстановления буферного давления	76,8	76,8	76,8	76,8	76,8	76,8	76,8
4.	Замеры уровней и пластовых давлений	106,6	120,1	133,6	160,6	187,6	214,6	241,6
5.	Замер буферного давления	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
6.	Замер поинтервальных давлений	265,9	279,4	292,9	319,9	346,9	373,9	400,9
7.	Снятие кривых восстановления пластового давления							
	а) на высокопродуктивных скважинах (более 0,5 т/сут.ат)	322,9	335,4	347,9	372,9	397,9	422,9	447,9
	б) на среднепродуктивных скважинах (0,2-0,5 т/сут.ат)	134,3	146,8	159,3	184,3	209,3	234,3	259,3
	в) на низкопродуктивных скважинах (менее 0,2 т/сут.ат)	167,0	179,5	192,0	217,0	242,0	267,0	297,0
8.	Определение герметичности колонны	269,2	282,7	296,2	323,2	350,2	377,2	404,2

Приложение I6

Нормы времени на обслуживание оборудования и объектов по сбору попутного газа

Выполняемая работа	Единица измерения	Объем работ	Норма времени на выполнение одной работы, чел.-час	Количество работ в год	Нормы времени на годовой объем работ, чел.-час (гр.3 · гр.4 · гр.5)
I	2	3	4	5	6
I. Газосборный коллектор					
I. Переход по маршруту:	I км				
а) при резкопересеченной местности	-"-	0,67	0,42	254	7I,5
б) при пересеченной местности	-"-	0,67	0,33	254	56,2
в) при равнинной местности	-"-	0,67	0,25	254	42,5
2. Продувка конденсата из газопровода через дрип	дрип	I	0,I3	254	33,0
3. Очистка дрипа от замазученности	-"-	I	0,24	I2	2,9
4. Осмотр колодца	колодец	I	0,I4	52	7,3
5. Маркировка колодца или дрипа	дрип	I	0,54	I	0,5
Итого:					
а) при резкопересеченной местности	-		-	-	II5,2
б) при пересеченной местности	-		-	-	99,9
в) при равнинной местности	-		-	-	86,2
2. ГУ, ДНС, II и III ступени сепараций на товарном парке					
Проверка давления в буллите, проверка работы отсекателя газа, проверка работы регулятора уровня нефти, проверка давления газа в газопроводе	объект	I	0,II	254	27,94

Приложение I7

Основные показатели системы планового ремонта наземного оборудования скважин и установок для депарафинизации скважин

Наименование оборудования	Структура ремонтного цикла	Длительность цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час		
			текущий	капитальный	текущий	капитальный	Всего
I. Скважина эксплуатационного фонда, оборудованная:							
СКН2-6I5	К-I5Т-К	4	I9,60	26,97	73,50	6,74	80,24
СКН3-I5I5	- " -	"	22,34	43,66	83,78	I0,9I	94,69
СК3-I,2-630	- " -	"	23,56	5I,7I	88,35	I2,93	I0I,28
СКН5-30I5	- " -	"	24,49	52,6I	9I,84	I3,I5	I04,99
СК6-2,I-2500	- " -	"	28,53	69,34	I06,99	I7,34	I24,33
СКН I0-33I5	- " -	"	23,92	67,8I	89,70	I6,95	I06,65
СКН I0-30I2	- " -	"	25,82	73,30	96,82	I8,33	II5,I5
7СК8-3,5-4000	- " -	"	34,69	I08,3I	I30,09	27,08	I57,I7
7СКI2-2,5-4000	- " -	"	36,98	I09,24	I38,67	27,3I	I65,98
2. Фонтанная арматура на нефть (газ) скважины эксплуатационного фонда	ремонт по мере необходимости	-		8,2	-	8,2	8,2
3. Нагнетательная скважина эксплуатационного фонда	ремонт по мере необходимости	-		I0,8	-	I0,8	I0,8
4. Установка для депарафинизации скважин АДУ-I, АДУ-2, АДУ-3	К-Т-К	2	2,3	8	I,2	4	5,2

Приложение I8

Нормы времени на работы, выполняемые при текущем ремонте наземного оборудования скважин

Наименование работ	Нормы времени по типам СКН, чел-час								
	СКН2-6I5	СКН3-I5I5	СК3-I,2-630	СКН5-30I5	СК6-2,I-2500	СКНI0-33I5	СКНI0-30I2	7СК8-3,5-4000	7СКI2-2,5-4000
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
I. Открепить и снять крышки подшипников ведомого вала, снять прокладки	0,39	0,39	0,43	0,44	0,54	0,54	0,82	I,27	I,09
2. Открепить и снять крышки подшипников промежуточного вала, снять прокладки	0,24	0,33	0,36	0,44	0,47	0,43	0,57	0,80	0,86
3. Открепить и снять крышки подшипников ведущего вала, снять прокладки	0,30	0,33	0,32	0,3I	0,33	0,34	0,37	0,50	0,63
4. Открепить и снять крышку люка	0,06	0,06	0,06	0,06	0,I2	0,06	0,07	0,I0	0,I4
5. Слив масла	0,29	0,29	0,29	0,44	0,60	0,54	0,70	0,60	0,69
6. Осмотреть и проверить подшипники редуктора и редуктор	0,57	0,57	0,57	0,54	0,57	0,57	0,56	0,58	0,58
7. Вырубить замковую шайбу из листового железа	0,27	0,27	0,27	0,25	0,27	0,27	0,25	0,29	0,29
8. Изготовить прокладку под крышку подшипника	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05

9. Изготовить прокладку под крышку люка редуктора	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05
I0. Залить масло в корпус редуктора	0,2I	0,2I	0,2I	0,33	0,40	0,33	0,34	0,35	0,36
II. Установить прокладку, крышку люка и закрепить	0,08	0,08	0,08	0,07	0,I0	0,08	0,07	0,I5	0,II
I2. Набить солидолом, установить прокладки, закрепить стаканы и крышки подшипников ведущего вала	0,45	0,45	0,44	0,4I	0,45	0,42	0,42	0,44	0,44
I3. Набить солидолом, установить прокладки, закрепить стаканы и крышки подшипников промежуточного вала	0,53	0,53	0,63	0,5I	0,34	0,53	0,54	0,46	0,79
I4. Набить солидолом, установить прокладки, закрепить стаканы и глухие крышки подшипников ведомого вала	0,53	0,53	0,68	0,5I	0,3I	0,6I	0,62	0,5I	0,93
I5. Открепить и снять крышки подшипника, снять крышки и прокладки	0,I2	0,I2	0,07	0,I3	0,I6	0,20	-	0,28	0,35
I6. Набить в корпус подшипника смазку, установить прокладки, крышки закрепить болтами и зашплинтовать	0,2I	0,2I	0,2I	0,2I	0,30	0,33	-	0,47	0,52

Продолжение приложения I8

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
I7. Разборка, ремонт и сборка шатунов	I,39	3,57	4,38	4,84	7,44	3,22	4,I5	I0,24	I0,66
I8. Открепить и снять крышки подшипников опоры балансира, снять прокладки, кольца, опрессовать подшипники с оси и выпрессовать из корпуса опоры	0,25	0,25	0,25	0,48	0,78	0,6I	0,85	0,89	I,04
I9. Запрессовать подшипники в корпус, напрессовать корпусы с подшипниками на шейки оси балансира, набить смазку, установить кольца, прокладки, крышки и закрепить болтами	0,30	0,38	0,38	0,5I	0,77	0,58	I,02	I,0I	I,45
20. Сменить уплотнения в крышках подшипников	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06	0,06	0,05	0,07	0,07
2I. Изготовить прокладку под крышку подшипника	0,06	0,07	0,07	0,06	0,07	0,07	0,06	0,09	0,09
22. Запилить заусенцы втулки	0,04	0,04	0,04	0,03	0,04	0,04	0,03	0,06	0,06
23. Подобрать и подогнать палец по втулке	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06	0,06	0,05	0,08	0,08
24. Проверить состояние пальца верхней головки шатуна и смазать	0,I8	0,I8	0,I8	0,I8	0,I8	0,22	0,22	0,22	0,22

25. Проверить крепление узла траверсы:									
а) кронштейна	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08
б) болтов опоры	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,I5	0,I5	0,I5	0,I5
26. Проверить состояние пальца головки балансира, смазать	0,I3	0,I3	0,I3	0,I3	0,I3	0,29	0,29	0,29	0,29
27. Очистить и проверить состояние подшипника и прокладки	0,I5	0,I5	0,I5	0,I5	0,I5	0,I7	0,I7	0,I7	0,I7
28. Подтянуть крепление опоры балансира	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,I0	0,I0	0,I0	0,I0
29. Подготовка и смена канатной подвески	I,64	I,64	I,64	I,64	I,64	I,64	I,64	I,64	I,64
30. Уравновешивание СКН	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
3I. Ремонт штанговращателя	I,64	I,64	I,64	I,64	I,64	I,64	I,64	I,64	I,64
32. Проверка или смена тормозного устройства	I,76	I,76	I,76	I,76	I,76	I,76	I,76	I,76	I,76
33. Центровка станка-качалки	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50
Укрупненная норма времени на ремонт СКН по типам (п.I-33) с учетом коэффициента I,I5 к ЕНВ (п.I-23) на работы, выполняемые непосредственно на скважине	I9,6	22,34	23,56	24,49	28,53	23,92	25,82	34,69	36,98

Приложение I9

Нормы времени на ремонт групповых и индивидуальных установок для сбора, замера жидкости

Выполняемая работа	Норма времени на один ремонт, чел.-мин.	Количество ремонтов в год	Нормы времени на годовой объем ремонтов, чел.-мин.
I	2	3	4
Групповая установка для сбора, замера жидкости			
I. Текущий ремонт			
запорной и предохранительной арматуры	46	I4	644
булитов	886	0,375	332
гидроциклонной головки	295	0,375	III
Итого:	–	–	I087
2. Капитальный ремонт булитов	2755	0,I25	344
гидроциклонной головки	836	0,I25	I05
Итого:	–	–	449
Всего на установку	–	–	I536
Индивидуальная установка для сбора, замера жидкости			
I. Текущий ремонт			
запорной и предохранительной арматуры	52	4	208
трапа	497	0,375	I86
мерника	662	0,25	I66
Итого:	–	–	560
2. Капитальный ремонт			
трапа	I546	0,I25	I93
мерника	2208	0,25	552
Итого:	–	–	745
Всего на установку	–	–	I305

Приложение 20

Нормы времени на ремонт глубинных насосов

Выполняемая работа	Нормы времени на выполнение одной работы, чел.-час			
	НСВ1(НГВ1) НСВ2(НГВ2)	НСН1(НГН1) НСН2(НГН2)	НСВ-1Б	НСН-2Б
I	2	3	4	5
Капитальный ремонт				
I. Доставить насос в цех	0,09	0,I0	0II	0,09
2. Разобрать насос	0,23	0,2I	0,20	0,39
3. Разобрать клапаны	0,04	0,04	0,05	-
4. Разобрать замковый узел	0,07	0,07	0,07	-
5. Разобрать замковую опору	0,05	0,05	0,07	-
6. Разобрать узел цилиндра	0,20	0,20	-	-
Ремонтные работы				
7. Притереть торцы втулки насоса по камню и плите	0,03	0,03	-	-
8. Притереть торец зажимной муфты по камню и плите	0,02	0,02	-	-
9. Подобрать втулки по плунжеру насоса	0,03	0,03	-	-
I0. Притереть клапан	0,I7	0,I6	0,I3	0,08
II. Притереть плунжер по цилиндру	0,46	0,37	0,35	-
I2. Отогреть насос паяльной лампой	-	0,35	-	-
I3. Пропарить, промыть и очистить от грязи поверхность цилиндра (наружную)	0,32	0,37	-	-
I4. Очистить от грязи внутреннюю поверхность цилиндра	-	-	0,I0	0,27
I5. Промыть и очистить внутреннюю поверхность втулок	-	0,I8	-	-
I6. Промыть и очистить детали узлов насоса (плунжер, клапан)	0,2I	0,24	-	-
I7. Проверить детали клапана на герметичность, заменить негодные и собрать клапан	-	0,I6	0,I0	-

Продолжение приложения 20

I	2	3	4	5
I8. Проверить цилиндры на течь	0,04	-	-	-
I9. Заменить клапан	0,08	-	-	-
20. Зачистить, протереть гнездо замковой опоры	-	-	-	0,05
2I. Проверить фонарь, заменить посадочное кольцо	-	-	0,I4	-
22. Разобрать, протереть и проверить нагнетательный клапан	-	-	0,I6	0,05
23. Произвести ревизию всасывающих клапанов, заменить негодные детали на основном и дублирующем клапанах	-	-	0,29	-
24. Зачистить наружную поверхность насоса	-	-	0,I4	-
25. Промыть и очистить от грязи детали узла цилиндра, проверить состояние деталей	0,I2	0,I2	0,I2	-
26. Промыть и очистить от грязи детали узла плунжера, проверить состояние деталей	0,I0	0,I0	0,II	-
Сборка узла цилиндра				
27. Установить кожух в тиски, очистить и собрать комплект втулок на скалку, внести скалку с втулками в кожух, завернуть стяжные муфты и закрепить, извлечь скалку из насоса, снять цилиндр с тисков	0,40	0,40	-	-
Сборка замковой опоры				
28. Установить опорную муфту в тиски, установить в опорную муфту пружинный якорь, опорное кольцо и ввернуть переводник, снять опорную муфту с тисков	0,05	0,05	0,06	-

I	2	3	4	5
Сборка замкового узла				
29. Установить корпус конуса в тиски, вложить в корпус противопесочный клапан и ввернуть направляющую штока, надеть на корпус конус и навернуть упорный ниппель, снять замковый узел с тисков	0,07	0,07	0,08	-
Сборка клапанов				
30. Установить корпус (клетку) клапана в тиски, установить в него стакан и седло, ввернуть наконечник-конус (ниппель или конус ловителя) и закрепить, снять клапан с тисков	0,04	0,04	0,05	-
Сборка насоса по узлам				
31. а) НСВ1 (НГВ1); НСВ2(НГВ2); НСВ-1Б Установить плунжер в тиски (приспособление), ввернуть собранный нагнетательный клапан в плунжер и закрепить, ввернуть шток в клетку плунжера. Ввернуть клетку плунжера. Надеть на шток упор, замковый узел, навернуть переводник штока и закрепить. Ввернуть собранный всасывающий клапан в цилиндр и закрепить. Опрессовать насос. Установить цилиндр в тиски. Ввернуть упорный ниппель замка в верхнюю муфту цилиндра и закрепить. Смазать плунжер, вставить его в цилиндр насоса, снять с тисков насос и уложить на стеллаж	0,67	-	0,78	-
Сборка насоса				
32. б) НСН1; НСН2(НГН1, НГН2) по узлам Установить плунжер в тиски, ввернуть собранный нагнетательный клапан в плунжер и закрепить, ввернуть шток в клетку плунжера. Вставить захватный шток в плунжер насоса, ввернуть и закрепить наконечник. Опрессовать насос. Ввернуть патрубок-удлинитель и навернуть на него седло конуса. Смазать плунжер, вставить его в цилиндр насоса, снять насос с тисков и уложить на стеллаж	-	0,4	-	-

Продолжение приложения 20

I	2	3	4	5
33. Опрессовка насоса	-	-	-	I,25
34. Сборка насоса НСН-2Б	-	-	-	0,36
ИТОГО:	3,49	3,76	3,I7	2,54
Текущий ремонт				
I. Работы капитального ремонта по пунктам I-6; I2; 22; 23; 27-30	I,24	I,23	I,I4	0,58
ИТОГО:	I,24	I,23	I,I4	0,58

Приложение 21

Основные показатели системы планового ремонта насосов

Тип, марка насосов	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час		
			текущий	капитальный	текущий	капитальный	всего
I	2	3	4	5	6	7	8
		Рабочая среда – сырая нефть					
Насосы центробежные:							
АЯП-150, АЯП-300	К-5Т-К	3,7	27,3	91,0	36,9	24,6	61,5
консольные типа К	К-7Т-К	3,7	7,3	24,3	13,8	6,6	20,4
КСМ	К-8Т-К	3,7	26,0	86,6	56,2	23,4	79,6
ЦН-1000х180(10НМК-2)	К-5Т-К	3,7	26,2	86,6	35,4	23,4	58,8
ЦНС-38х44...220(3МС-10), ЦНС-60х66...330(4МС-10)	К-5Т-К	3,7	9,4	31,3	12,8	8,5	21,2
ЦНС-38х25...250(5МС-7), ЦНС-106х98...490 (5МС-10)	К-5Т-К	3,7	11,4	37,9	15,4	10,2	25,6
ЦНС-180х85...425(6МС-7)	К-5Т-К	3,7	33,1	110,6	44,7	29,9	74,6
ЦНС-180х476...680(6МС-10)	К-5Т-К	3,7	47,3	157,6	63,9	42,6	106,5
ЦНС-300х120...600(8МС-7), ЦНС-300х600...1200(8МС-10)	К-5Т-К	3,7	27,3	91,0	36,9	24,6	61,5
Насосы поршневые:							
11ГР	К-11Т-К	2,2	33,0	110,1	165,0	50,0	215,0
9МГР, НГР250/50	К-7Т-К	2,2	29,4	98,0	93,5	44,5	138,0

I	2	3	4	5	6	7	8
типа РПН	К-5Т-К	2,2	9,0	30,1	20,5	13,7	34,2
Рабочая среда – сырая сернистая нефть							
Насосы центробежные:							
Д320х50(6НДВ)	К-3Т-К	1,5	7,4	24,7	14,8	16,5	31,3
200Д60, 300Д90, 350Д90	К-5Т-К	1,5	5,9	20,9	19,7	13,9	33,6
консольные типа К	К-3Т-К	1,5	7,6	25,2	15,2	16,8	32,0
КСМ	К-3Т-К	1,5	26,5	88,4	53,0	58,9	111,9
6Н-10х4	К-7Т-К	1,5	12,8	42,7	59,7	28,5	88,2
8НД-6х1	К-5Т-К	1,5	24,7	82,4	82,3	54,9	137,2
8НД-9х2	К-5Т-К	1,5	27,2	90,5	90,7	60,3	151,0
8НД-9х3, 10НД-6х1	К-5Т-К	1,5	25,3	84,3	84,3	56,2	140,5
8НГД-6х1, 10НГД-6х1	К-5Т-К	1,5	26,4	88,0	88,0	58,7	146,7
8НГД-9х3	К-5Т-К	1,5	25,5	85,0	85,0	56,7	141,7
НК-560/335-70,							
НК-560/335-120	К-3Т-К	1,5	7,7	25,6	15,4	17,1	32,5
ЦН-400х105	К-5Т-К	1,5	15,3	54,4	54,3	36,3	90,6
ЦН-400х210(3В200х4)	К-3Т-К	1,5	28,5	95,0	57,0	63,3	120,3
ЦН-1000х180(10НМКх2)	К-5Т-К	1,5	28,2	94,1	94,0	62,7	156,7
ЦНС-38х44...220(3МС-10)							
ЦНС-60х66...330(3МС-10)	К-3Т-К	1,5	9,8	32,9	19,6	21,9	41,5
ЦНС-105х98...490(5МС-10)	К-3Т-К	1,5	11,9	39,7	23,8	26,5	50,3
ЦНС-180х85...425(6МС-7)	К-3Т-К	1,5	34,2	114,0	68,4	76,0	144,4
ЦНС-180х476...680(6МС-10)	К-3Т-К	1,5	48,5	161,8	97,0	107,9	204,9

ЦНС-300х120...600(8МС-7), ЦНС-300х600...1200(8МС-10)	К-3Т-К	1,5	28,0	93,3	56,0	62,2	118,2
Насосы поршневые:							
9МГР, 9МГР-61	К-8Т-К	1,5	33,1	110,3	176,5	73,5	250,0
НГР-250/50	К-5Т-К	1,5	33,1	110,3	110,3	73,5	183,8
	Рабочая среда – товарная нефть						
Насосные центробежные:							
АЯП-150, АЯП-300	К-5Т-К	1,7	27,3	91,0	80,2	53,5	133,7
Д630х90(8НДВ)	К-5Т-К	1,7	22,8	77,0	67,0	45,3	112,3
8НГД-9х3	К-5Т-К	1,7	24,9	82,9	73,2	48,8	122,0
10НГД-6х1	К-5Т-К	1,7	25,4	84,8	74,7	49,9	124,6
8НД-9х3, 8НД-10х5	К-5Т-К	1,7	24,8	82,6	72,9	48,6	121,5
НК-200/120-70	К-5Т-К	1,7	7,4	24,8	21,8	14,6	36,4
5НК-5х1, 6НК-9х1	К-5Т-К	1,7	7,1	23,8	20,9	14,0	34,9
типа НФ	К-5Т-К	1,7	8,3	27,8	24,4	16,3	40,7
ЦНС-38х44...220(3МС-10), ЦНС-60х66...330(4МС-10)	К-5Т-К	1,7	9,4	31,3	27,6	18,4	46,0
ЦНС-38х25...250(5МС-7), ЦНС-105х98...490(5МС-10)	К-5Т-К	1,7	11,4	37,9	33,5	22,3	55,8
ЦНС-180х85...425(6МС-7)	К-5Т-К	1,7	33,1	110,6	97,3	65,1	162,4
ЦНС-180х476...680(6МС-10)	К-5Т-К	1,7	47,3	157,6	139,1	92,7	231,8
ЦНС-300х120...600(8С-7), ЦНС-360х600...1200(8МС-10)	К-5Т-К	1,7	28,0	93,2	82,3	54,8	137,1

I	2	3	4	5	6	7	8
Рабочая среда – товарная сернистая нефть							
Насосы центробежные:							
АЯП-150, АЯП-300	К-5Т-К	1,8	28,0	93,2	77,8	51,8	129,8
Д630х90(8НДВ)	К-7Т-К	1,8	23,1	77,0	89,8	42,8	132,6
8НГД-6х1, 10НГД-6х1	К-5Т-К	1,8	26,4	88,0	73,3	48,9	122,2
8НГД-9х3	К-5Т-К	1,8	25,5	85,0	70,8	47,2	118,0
8НД-9х3, 10НД-10х2	К-7Т-К	1,8	25,3	84,3	98,4	46,8	145,2
НК-200/120-70	К-5Т-К	1,8	7,7	25,7	21,4	14,3	35,7
ЦН-400х105	К-7Т-К	1,8	16,3	54,4	63,4	30,2	93,6
ЦНС-38х44...220(3МС-10), ЦНС-60х66...330(4МС-10)	К-5Т-К	1,8	9,8	32,7	27,2	18,2	45,4
ЦНС-38х25...250(5МС-7), ЦНС-105х98...490(5МС-10)	К-5Т-К	1,8	11,9	39,7	33,1	22,0	55,1
ЦНС-180х85...425(6МС-7)	К-5Т-К	1,8	34,2	114,0	95,0	63,3	158,3
ЦНС-180х476...680(6МС-10)	К-5Т-К	1,8	48,5	161,8	134,7	85,9	224,6
ЦНС-300х120...600(8МС-7), ЦНС-300х600...1200(8МС-10)	К-5Т-К	1,8	28,0	93,3	77,8	51,8	129,6
Рабочая среда – бензин							
Насосы центробежные:							
4Н-5х4	К-5Т-К	2	12,8	42,7	32,0	21,3	53,3
4Н-5х8С	К-5Т-К	2	42,6	142,1	106,5	71,0	177,5
4НГ-5х4	К-5Т-К	2	19,6	65,4	49,0	32,7	81,7
5НГ-5х2	К-5Т-К	2	10,6	35,4	26,5	17,7	44,2
6НГ-7х2	К-5Т-К	2	25,2	84,0	63,0	42,0	105,0

4НГК-5х1, 6НГК-9х1, 6НГК-6х1	К-5Т-К	2	23,3	77,5	58,3	38,8	97,1
6НГД-6х1М, 8НГД-6х1М	К-5Т-К	2	37,3	124,3	93,3	62,2	155,5
8НГД-9х2	К-5Т-К	2	25,3	84,3	63,2	42,2	105,4
6НД-10х4, 8НД-6х1	К-5Т-К	2	37,3	124,3	93,3	62,2	155,5
8НД-9х3	К-5Т-К	2	25,2	84,0	63,0	42,0	105,0
НК-200(120-70)	К-5Т-К	2	7,7	25,7	19,3	12,8	32,1
Насосы поршневые							
9МГР	К-9Т-К	1,8	33,1	110,3	147,1	61,3	208,4
Рабочая среда - поверхностно-активные вещества (ингибиторы, реагенты)							
Насосы центробежные:							
вихревые типа ВКиВНС	К-3Т-К	0,8	4,2	13,9	15,8	17,4	33,2
консольные типа К	К-3Т-К	0,8	7,6	25,3	28,5	31,6	60,1
Насосы поршневые дозировочные: типа НД и НДУ	К-3Т-К	1,3	28,3	91,6	65,3	70,5	135,8
типа РДН	К-3Т-К	1,3	9,5	31,8	21,9	24,4	46,3
Рабочая среда - сточная вода (соленая, морская)							
Насосы центробежные:							
АЯП-150, АЯП-300	К-3Т-К	1,2	26,0	93,2	70,0	77,7	147,7
Д630х90(8НДВ)	К-3Т-К	1,2	23,1	77,0	53,3	59,2	112,5
Д250х60(12НДС)	К-3Т-К	1,2	24,9	83,2	57,5	64,0	121,5
200Д-60, 300Д-90	К-3Т-К	1,2	6,3	20,9	14,5	16,1	30,6

Продолжение приложения 21

I	2	3	4	5	6	7	8
консольные типа К	К-2Т-К	I,2	7,6	25,3	II,7	I9,5	3I,2
типа КСМ	К-3Т-К	I,2	26,5	88,3	6I,7	67,9	I29,0
I2НА-8х4	К-5Т-К	I,2	29,0	96,7	III,5	74,4	I85,9
фекальные типа Ф и НФ	К-3Т-К	I,2	8,7	29,0	20,I	22,3	42,4
Х8/I8Д(I,5Х-6Д), Х8/I8Е(I,5Х-6Е), Х8/I8И(I,5-6И), Х8/I8Ш(I,5Х-6Ш)	К-2Т-К	I,2	7,2	24,0	II,I	I8,5	29,6
Х20/3II(2Х-6И)	К-2Т-К	I,3	6,6	22,0	I7,2	I6,9	34,I
Х90/33Д(4Х-I2Д)	К-2Т-К	I,3	7,8	26,0	I2,0	20,0	32,0
XI60/29Д(6Х-9Д)	К-2Т-К	I,3	8,3	27,7	I2,8	2I,3	34,I
ЦНС-250-I00, ЦНС-I50хI00НЖ	К-3Т-К	I,3	II,8	54,8	27,9	43,I	7I,0
ЦНС-38х44...220(3МС-I0), ЦНС-60х66...330(4МС-I0)	К-2Т-К	I,3	9,8	32,7	I5,I	25,2	40,3
ЦНС-38х25...250(5МС-7), ЦНС-I05х98...490(5МС-I0)	К-2Т-К	I,3	II,9	39,7	I8,3	30,5	48,8
ЦНС-I80х85...425(6МС-7)	К-2Т-К	I,3	34,2	II4,0	52,6	87,7	I40,3
ЦНС-I80х476...680(6МС-I0)	К-2Т-К	I,3	48,5	I6I,8	74,6	I24,5	I99,I
ЦНС-300хI20...600(8МС-7), ЦНС-300х600...I200(8МС-I0)	К-2Т-К	I,3	28,0	93,3	43,I	7I,8	II4,9
ЦНС-I80х950...II95, I422, I900	К-3Т-К	I,3	49,8	I66,0	II4,9	I27,7	242,6
Насосы поршневые: 9МГР-6I, НГР 250/50	К-3Т-К	I,3	33,I	II0,3	76,4	84,8	I6I,2

Рабочая среда – сточная сернистая вода

Насосы центробежные:							
АЯП-150, АЯП-300	К-2Т-К	1,2	28,0	99,2	46,7	77,7	124,4
200Д 60	К-Т-К	1,3	5,9	20,9	4,5	16,0	20,5
консольные типа К	К-Т-К	1,3	7,3	24,3	5,6	18,7	24,3
12НА-9х4	К-Т-К	1,3	29,0	96,7	22,3	74,4	96,7
6НК-9-1	К-2Т-К	1,3	22,0	73,3	33,8	56,4	90,2
фекальные типа Ф и НФ	К-3Т-К	1,3	8,7	29,0	20,1	22,3	42,4
18/18И(1,5-6И)	К-2Т-К	1,3	7,2	24,0	11,1	18,5	29,6
120/31И(2-6И)	К-2Т-К	1,3	6,6	22,0	10,2	16,9	27,1
ЦН-150х1000Н	К-2Т-К	1,3	11,8	54,8	18,6	43,1	61,7
ЦНС-38х44...220(3МС-10) ЦНС-60х66...330(4МС-10)	К-Т-К	1,3	9,8	32,7	7,5	25,2	32,7
ЦНС-38х25...250(5МС-7) ЦНС-105х98...490(5МС-7)	К-Т-К	1,3	11,9	39,7	9,2	30,5	39,7
ЦНС-180х85...425(6МС-7)	К-Т-К	1,3	34,2	114,0	26,3	87,7	114,0
ЦНС-180х476...680(6МС-10)	К-Т-К	1,3	48,5	161,8	37,3	124,4	161,7
ЦНС-300х120...600(8МС-7) ЦНС-300х600...1200(8МС-10)	К-Т-К	1,3	28,0	93,3	21,5	71,8	93,3
ЦНС-180х950...1195, 1422, 1660, 1900	К-Т-К	1,3	49,8	166,0	38,3	127,7	166,0
ЦНСК-60х66...330(4МСК-10)	К-2Т-К	1,3	9,8	32,7	18,3	25,2	43,5
ЦНСК-300х120...600(8МСК-7)	К-2Т-К	1,3	28,0	93,3	43,1	71,8	114,9
Насосы поршневые:							
9МГР	К-Т-К	1,3	33,1	110,3	25,5	84,8	110,3

Продолжение приложения 2I

I	2	3	4	5	6	7	8
	Рабочая среда – пресная вода						
Насосы центробежные:							
АЯП-I50, АЯП-300	К-7Т-К	3,5	27,3	9I,0	54,6	26,0	80,6
Д200х36(5НДВ), Д320х50(6НДВ)	К-3Т-Е	3,5	7,2	23,9	6,2	6,8	I3,0
Д630х90(8НДВ)	К-3Т-К	3,5	22,8	75,9	I9,5	2I,7	4I,2
ДI000х40(I4НДС)	К-7Т-К	2,5	26,0	86,6	52,0	24,7	76,7
ДI250х60(I2НДС)	К-7Т-К	3,5	24,5	8I,6	49,0	23,3	72,3
Д2500х62(I8НДС)	К-7Т-К	3,5	28,5	95,0	57,0	27,I	84,I
200Д60, 300Д90, 300Д90Б, 300Д90Ф	К-7Т-К	3,5	4,5	I5,I	9,0	4,3	I3,3
ЦН-I50-I00	К-5Т-К	3,5	II,8	54,8	I6,9	I5,7	32,6
ЦН-I000хI80(IOНМК-2)	К-7Т-К	3,5	26,2	86,6	52,4	24,7	77,I
ЦНС-38х44...220(3МС-I0), ЦНС-60х66...330(4МС-I0)	К-5Т-К	3,5	I5,5	3I,3	22,I	8,9	3I,0
ЦНС-38х25...250(5МС-7), ЦНС-I05х98...490(5МС-I0)	К-5Т-К	3,5	9,6	32,0	I3,7	9,I	22,8
ЦНС-I80х85...425(6МС-7)	К-5Т-К	3,5	33,I	II0,6	47,3	3I,6	78,9
ЦНС-I80х476...680(6МС-7)	К-5Т-К	3,5	47,3	I57,6	67,6	45,0	II2,6
ЦНС-300хI20...600(8МС-7), ЦНС-300х600...I200(8МС-I0)	К-5Т-К	3,5	27,3	9I,0	39,0	26,0	65,0
ЦНС-I80х950, II95,I422, I660,I900	К-5Т-К	3,5	48,4	I6I,3	69,I	46,I	II5,2
ЦНС-500хI900	К-5Т-К	3,5	52,0	I73,3	74,3	49,5	I23,8
Насосы поршневые:							
9МГР-6I	К-3Т-К	I,3	29,4	98,0	67,8	75,4	I43,2

Приложение 22

Основные показатели системы планового ремонта технологического оборудования установок для подготовки нефти

Тип, марка оборудования	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час			Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час			
			текущий	средний	капитальный	текущий	средний	капитальный	всего
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
I. Колонны тарельчатые с желобчатыми колпачками с диаметром корпуса, мм (в числителе) и числом тарелок (в знаменателе)									
$\frac{I000}{30}$	К-5Т-К	I2	39	-	I30	I6,250	-	I0,833	27,083
$\frac{I200}{I2}$			30	-	I00	I2,500	-	8,333	20,833
$\frac{I400}{20}$			36	-	I20	I5,000	-	I0,000	25,000
$\frac{I600}{5}$			2I	-	70	8,750	-	5,833	I4,583
$\frac{I600}{30}$			69	-	230	28,750	-	I9,I67	47,9I7
$\frac{2400}{30}$			I20	-	430	50,000	-	35,833	85,833
$\frac{2400}{5}$			27	-	90	II,250	-	7,500	I8,750

Продолжение приложения 22

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
2600/80	К-5Т-К	I2	I83	-	6I0	76,250	-	50,833	I27,083
I600-4500/50			204	-	680	85,000	-	56,667	I4I,667
3400-3800/43			I98	-	660	82,500	-	55,000	I37,500
2. Колонны тарельчатые с круглыми консолями									
I000/30	К-5Т-К	I2	48	-	I60	20,000	-	I3,333	33,333
I200/30			5I	-	I70	2I,250	-	I4,I67	35,4I7
I400/20			45	-	I50	I8,750	-	I2,500	3I,250
I400/30			54	-	I80	22,500	-	I5,000	37,500
I400/80			III	-	370	46,250	-	30,833	77,083
I600/37			93	-	3I0	38,750	-	25,833	64,583
I600/I0			36	-	I20	I5,000	-	I0,000	25,000
I800/30			72	-	240	30,000	-	20,000	50,000
2000/6			36	-	I20	I5,000	-	I0,000	25,000

	2000/22	К-5Т-К	I2	66	-	220	27,500	-	I8,333	45,833
	2000/34			III	-	370	46,250	-	30,833	77,083
	2000/68			207	-	690	86,250	-	57,500	I43,750
	2000/I6			54	-	I80	22,500	-	I5,000	37,500
	2000/30			III	-	370	46,250	-	30,833	77,083
	2200/80			279	-	930	II6,250	-	77,500	I93,750
	2400/30			I29	-	430	53,750	-	35,833	89,583
	2400/I6			72	-	240	30,000	-	20,000	50,000
	2600/37			I7I	-	570	7I,250	-	47,500	II8,750
	3000/30			2I6	-	720	90,000	-	60,000	I50,000
	3000/22			I35	-	450	56,250	-	37,500	23,750
	3800/30			237	-	790	98,750	-	65,833	I64,583
	3200-2800/30			I29	-	430	53,750	-	35,833	89,583
	2400-I800/40			I35	-	450	56,250	-	37,500	93,750
3.	Колонны тарельчатые с S -образными колпачками									
	I000/3	К-5Т-К	I2	I8	-	60	7,500	-	5,000	I2,500
	I000/42			42	-	I40	I7,500	-	II,667	29,I67
	I400/40			5I	-	I70	2I,250	-	I4,I67	35,4I7
	I600/30			39	-	I30	I6,250	-	I0,833	27,083
	2400-I800/40			60	-	200	25,000	-	I6,667	4I,667

Продолжение приложения 22

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
2000/50	К-5Т-К	I2	66	-	220	27,500	-	I8,333	45,833
2200/50			69	-	230	38,750	-	I9,I67	47,9I7
2400/50			72	-	240	30,000	-	20,000	50,000
2600/39			69	-	230	28,750	-	I9,I67	47,9I7
2200-3800/40			75	-	250	3I,250	-	20,833	52,083
2400-3800/5I			87	-	290	36,250	-	24,I67	60,4I7
3400/60			I02	-	340	42,500	-	28,333	70,833
3400-3800/3I			75	-	250	3I,250	-	20,833	52,083
3800/40			87	-	290	36,250	-	24,I67	60,4I7
3800/60			I05	-	350	43,750	-	29,I67	72,9I7
4000/42			90	-	300	37,500	-	25,000	62,500
4. Колонны тарельчатые с колпачками круглыми/желобчатыми									
2000-3000/20-20			I50	-	500	62,500	-	4I,667	I04,I67
2200-3200/I8-I6			I44	-	480	60,000	-	40,000	I00,000
2800-3400/I8-I6			I65	-	550	68,750	-	45,833	II4,583

5. Теплообменник кожухотрубчатый с плавающей головкой диаметром корпуса (числитель) и числом трубок (знаменатель)									
325/44	К-7Т-К	I2	6	-	20	3,500	-	I,667	5,I67
476/II2, 529/I40			9	-	30	5,250	-	2,500	7,750
630/208			I2	-	40	7,000	-	3,333	I0,333
720/280	К-3С-4Т-К	I2	I5	40	50	5,000	I0,000	4,I67	I9,I67
800/368			2I	56	70	7,000	I4,000	5,833	26,833
I000/584			27	72	90	9,000	I8,000	7,500	34,500
I200/I039			33	88	II0	II,000	22,000	9,I67	42,I67
I400/I25I			39	I04	I30	I3,000	26,000	I0,833	49,833
6. Теплообменник кожухотрубчатый с неподвижной трубной решеткой									
478/I46	К-7Т-К	I2	33	-	II0	I9,250	-	9,I67	28,4I7
630/280			72	-	240	42,000	-	20,000	62,000

Продолжение приложения 22

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
820/444	К-7Т-К	I2	96	-	320	56,000	-	26,667	82,667
I020/736			I38	-	460	80,500	-	38,333	II8,833
I230/870			I56	-	520	9I,000	-	43,333	I34,333
7. Теплообменник типе "труба в трубе"									
ТТ 7-3	К-7Т-К	I2	42	-	I40	24,500	-	II,667	36,I67
8. Емкости, объемом, м^3									
4	К-7Т-К	I2	3	-	I0	I,750	-	0,833	2,583
8			6	-	20	3,500	-	I,667	5,I67
I6,20			9	-	30	5,250	-	2,500	7,750
25,32			I2	-	40	7,000	-	3,333	I0,333
40			I5	-	50	8,750	-	4,I67	I2,9I7
50			I8	-	60	I0,500	-	5,000	I5,500
63			24	-	80	I4,000	-	6,667	20,667
80			33	-	II0	I9,250	-	9,I67	28,4I7
I00			36	-	I20	2I,000	-	I0,000	3I,000
I25			39	-	I30	22,750	-	I0,833	33,583
I60			48	-	I60	28,000	-	I3,333	4I,333
200			60	-	200	35,000	-	I6,667	5I,667
9. Электродегидратор цилиндрический	К-7Т-К	I2	I8	-	60	I0,500	-	5,000	I5,500

I0. Печи беспламенного горения										
ПБ-0,75	К-7Т-К	I2	80	-	200	46,667	-	I6,667	63,334
ПБ-20, ПБ-22	- " -	-"-	4I6	-	I040	242,667	-	86,667	329,334
I8Б х I52	К-5Т-К	I2	440	-	II00	I83,333	-	9I,667	275,000
I2Б х I52	- " -	-"-	332	-	830	I38,333	-	69,I67	207,500

Приложение 23

Основные показатели системы планового ремонта технологических резервуаров

Объем резервуаров	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час	
			текущий	капитальный	текущий	капитальный
До 400	К-3Т-К	4	45	100	30,7	22,7
700	- " -	4	100	130	68,2	29,5
1000	-"-	4	160	250	109,1	56,8
2000	-"-	4	180	300	122,7	68,2
3000	-"-	4	220	320	150,0	72,7
5000	-"-	4	230	360	156,8	81,8
8000	-"-	4	270	400	184,1	90,9
10000	-"-	4	300	460	204,5	104,5
20000	-"-	4	420	660	286,4	150,0

Приложение 24

Основные показатели системы планового ремонта водопровода, газопровода и нефтепровода

Назначение и диаметр трубопровода	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость ремонта 1 км трубопровода, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час		
			текущий	капитальный	текущий	капитальный	всего
Водопровод, газопровод и нефтепровод из стальных труб с противокоррозионной окраской, проложенный в траншеях, проходных и непроходных каналах, диаметр, мм							
50	К-6Т-К	15	50	190	15,0	9,5	24,5
75	- " -		50	220	15,0	11,0	26,0
100	- " -		60	250	18,0	12,5	30,5
150	- " -		70	290	21,0	14,5	35,5
200	- " -		80	330	24,0	16,5	40,5
250	- " -		120	470	36,0	23,5	59,5
300	- " -		140	550	42,0	27,5	69,5
400	- " -		180	770	54,0	38,5	92,5
500	- " -		220	880	66,0	44,0	110,0

Приложение 25

Основные показатели системы планового ремонта теплотехнического оборудования

Наименование оборудования	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час		
			текущий	капитальный	текущий	капитальный	всего
I	2	3	4	5	6	7	8
Котлы паровые вертикально-водотрубные на давление до I,4 МПа, работающие на газообразном и жидком топливе, типа ДКВр, паропроизводительностью, т/ч:							
2,5	К-Т-К	2	240	800	I08	360	468
4,0	-"-	"	330	II00	I48	495	643
6,5	-"-	"	420	I400	I89	630	8I9
I0,0	-"-	"	480	I650	2I6	742	958
20,0	-"-	"	700	2300	3I5	I035	I350
Котлы вертикальные цилиндрические паропроизводительностью, т/ч:							
0,4	К-4Т-К	5	36	I20	26	22	48
0,8	-"-	"	50	I80	36	32	68
I,0	-"-	"	70	240	50	43	93
Котлы водогрейные, работающие на газообразном и жидком топливе, теплопроизводительностью, МВт (Гкал/ч):							
до 5(4,3)	К-2Т-К	6	300	I000	90	I50	240
8,2(6,5)	-"-	"	390	I300	II7	I95	3I2

1	2	3	4	5	6	7	8
9,0(8,3)	К-2Т-К	6	450	I500	I35	225	360
II,6 (I0,0)			540	I800	I62	270	432
23,2(20,0)			750	2500	225	375	600
40,8 (35)			870	2900	26I	435	696
58 (I00)			I400	4400	420	660	I080
II6(I00)			2I00	7200	630	I080	I7I0
Котлы паровые горизонтально-водотрубные на давление I,4МПа, работающие на газообразном и жидком топливе, типа ДКВр, паропроизводительностью, т/ч:							
2,5	К-Т-К	2	2I6	720	97	324	42I
4,0	-"-	"	297	990	I34	445	579
6,5	-"-	"	378	I260	I70	567	737
I0,0	-"-	"	432	I485	I94	668	862
20,0	-"-	"	630	2070	283	93I	I2I4
Котлоагрегаты автоматизированные, отопительные, чугунные, с тягодутьевым устройством и автоматикой, поверхностью нагрева, м^2:							
23,0	К-3Т-К	2	I00	340	68	77	I45
32,0	-"-	"	I20	400	8I	90	I7I
40,0	-"-	"	I40	470	95	I06	20I
Деаэраторы атмосферные с колонкой, запорно-регулирующей арматурой и трубопроводами в пределах установки производительностью, т/ч:							
до I0	К-3Т-К	4	37	I25	25	28	53

15	К-3Т-К	4	42	I40	28	3I	59
25	-"-	"	48	I60	32	36	68
50	-"-	"	54	I80	36	40	76
Фильтры ионитные первой и второй ступени с высотой загрузки до 2 м диаметром, мм							
700	К-9Т-К	5	I2	40	I9	7	26
I000	-"-	"	I5	50	24	9	33
I500	-"-	"	I8	60	29	II	40
Солерастворители, диаметром, мм:							
до 480	К-3Т-К	4	7,5	25	5	6	II
720	-"-	"	I2	40	8	9	I7
Баки деаэраторные с запорной арматурой и водоуказательными приборами на рабочее давление до 0,6 МПа вместимостью, $м^3$							
до I0	К-3Т-К	4	6	30	4	7	II
I5	-"-	"	8	40	5	9	I4
25	-"-	"	I0	50	7	II	I8
35	-"-	"	I3	65	9	I5	24
50	-"-	"	I6	80	II	I8	29
Теплообменники пароводяные с площадью нагрева, $м^2$							
до I	К-3Т-К	4	5	I6	3	4	7
2-3	-"-	"	8	25	5	6	II

Продолжение приложения 25

1	2	3	4	5	6	7	8
4-6	К-3Т-К	4	I0	35	7	8	I5
7-9	-"-	"	I2	40	8	9	I7
I0-I2	-"-	"	I4	46	9	I0	I9
I3-I8	-"-	"	I7	56	II	I3	24
I9-23	-"-	"	20	66	I3	I5	28
24-29	-"-	"	23	76	I5	I7	32
30-35	-"-	"	25	86	I7	I9	36
36-50	-"-	"	30	I00	20	22	42
5I-70	-"-	"	39	I30	26	30	56
7I-80	-"-	"	43	I45	29	32	6I
8I-I00	-"-	"	5I	I70	34	39	73
I0I-I20	-"-	"	60	200	4I	45	86
I2I-I40	-"-	"	72	240	49	54	I03
I4I-I60	-"-	"	84	280	57	63	I20
Емкости для питательной воды, $м^3$							
5	К-3Т-К	4	5	I6	4	4	8
I0	-"-	"	7	23	4	5	9
I5	-"-	"	8	25	5	5	I0
25	-"-	"	9	32	6	7	I3
50	-"-	"	I7	56	II	I3	24
75	-"-	"	24	8I	I6	I8	34
Емкости для жидкого топлива, $м^3$							
3	К-6Т-К	I5	4	I4	I,8	0,9	2,7

5	К-6Т-К	I5	5	I6	I,8	0,9	2,7
7	-"-	"	5	I8	I,8	0,9	2,7
I0	-"-	"	7	23	2	I	3
I5	-"-	"	8	25	2	I	3
25	-"-	"	9	32	3	2	5
50	-"-	"	I7	56	6	3	9
75	-"-	"	24	8I	9	5	I4
Емкости металлические для мокрого хранения соли, м^3							
25	К-2Т-К	4	9	32	6	7	I3
50	-"-	"	I7	56	II	I2	23
75	-"-	"	24	8I	I6	I8	34
I00	-"-	"	32	I08	22	24	46
Наружные трубопроводы							
Водопровод, воздухопровод, газопровод из стальных труб с противокоррозийной окраской, проложенный в траншеях, проходных и непроходных каналах (на I км) с условным диаметром, мм							
50	К-IIТ-К	I2	50	I90	4I	I4	55
75	-"-	"	50	220	4I	I6	57
I00	-"-	"	60	250	49	I9	68
I50	-"-	"	70	290	58	22	80
200	-"-	"	80	330	66	25	9I
250	-"-	"	I20	470	99	35	I34
300	-"-	"	I40	550	II5	4I	I56

I	2	3	4	5	6	7	8
Тепловые сети, паропроводы и конденсатопроводы, проложенные на эстакадах, по стенам зданий и в проходных каналах (на I км), с условным диаметром, мм							
50	К-I4Т-К	I5	I20	500	I0I	30	I3I
75	-"-	"	I80	700	I5I	42	I93
I00	-"-	"	250	950	2I0	57	267
I50	-"-	"	300	I200	252	72	324
200	-"-	"	400	I500	336	90	426
250	-"-	"	500	2000	420	I20	540
300	-"-	"	600	2200	504	I32	636
То же, проложенные в непроходных каналах (на I км), с условным диаметром, мм:							
50	К-I4Т-К	I5	I00	420	83	25	I08
75	-"-	"	I50	600	I26	36	I62
I00	-"-	"	200	800	I68	48	2I6
I50	-"-	"	250	I000	209	59	268
200	-"-	"	300	I300	252	77	329
250	-"-	"	400	I700	336	I0I	437
300	-"-	"	500	I900	420	II3	533
Мазутопроводы с изоляцией и обогревом, проложенные в непроходных каналах (на I км), с условным диаметром, мм:							
до 25	К-IIТ-К	I2	90	350	74	26	I00
50	-"-	"	I00	400	82	29	III

75	К-IIТ-К	I2	I20	500	99	37	I36
I00	-"-	"	I80	700	I48	52	200
I50	-"-	"	220	900	I8I	67	248

Внутренние трубопроводы

Паропроводы, конденсатопроводы, теплопроводы, мазутопроводы с обогревом и изоляцией (на I км), с условным диаметром, мм

до 25	К-I5Т-К	I6	70	300	59	I7	76
50	-"-	"	I00	420	84	24	I08
75	-"-	"	I50	600	I26	34	I60
I00	-"-	"	200	800	I69	45	2I4
I50	-"-	"	260	I050	220	59	279
200	-"-	"	320	I300	270	73	343

Водопровод холодной и горячей воды, трубопроводы системы отопления без изоляции (на I км), с условным диаметром, мм:

до 25	К-9Т-К	I5	50	200	27	II	38
50	-"-	"	70	300	38	I8	56
75	-"-	"	I00	400	54	24	78
I00	-"-	"	I50	550	8I	33	II4
I50	-"-	"	I70	700	92	42	I34
200	-"-	"	220	900	II8	54	I72

Приложение 26

Основные показатели системы планового ремонта дымососов и вентиляторов

Наименование оборудования	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час		
			капитальный	текущий	капитальный	текущий	всего
I	2	3	4	5	6	7	8
Вентиляторы котельные							
Вентиляторы дутьевые центробежные с подачей, м³/час:							
до 7000	К-2Т-К	3	70	20	I8,7	I0,7	29,4
7I00-I0000	-"-	"	90	25	24,0	I3,4	37,4
I0200-I4600	-"-	"	II0	30	29,3	I6,0	45,3
I4650-I9600	-"-	"	I30	35	34,6	I8,6	53,2
I9650-27600	-"-	"	I50	40	40,0	2I,3	6I,3
27650-39000	-"-	"	I70	50	45,3	26,7	72,0
39I00-50000	-"-	"	I35	60	36,0	32,0	68,0
50I00-75000	-"-	"	2I0	65	56,0	34,6	90,6
Дымососы центробежные одностороннего всасывания с подачей, м³/час:							
до I0000	К-3Т-К	2	I00	30	40,0	36,0	76,0
I0200-I4600	-"-	"	I20	36	48,0	43,2	9I,2
I4650-I9600	-"-	"	I40	40	56,0	48,0	I04,0
I9650-27600	-"-	"	I60	48	64,0	57,6	I2I,6

27650-39000	К-3Т-К	2	180	50	72,0	60,0	132,0
39100-50000	-"-	"	210	60	84,0	72,0	156,0
50100-75000	-"-	"	240	70	96,0	84,0	180,0
Вентиляционное оборудование							
Вентиляторы центробежные низкого и среднего давления, №:							
4 и 5	К-7Т-К	8	30	10	3,0	7,0	10,0
6	-"-	"	40	12	4,0	8,4	12,4
7 и 8	-"-	"	60	20	6,0	14,0	20,0
10	-"-	"	80	24	8,0	16,8	24,8
12	-"-	"	120	36	12,0	25,2	37,2
16	-"-	"	160	48	16,0	33,6	49,6
Вентиляторы осевые; №:							
до 5	К-2Т-К	3	7	2,0	1,9	1,1	3,0
6	-"-	"	11	3,5	2,9	1,9	4,8
7	-"-	"	14	4,5	3,7	2,4	6,1
8	-"-	"	18	6,0	4,8	3,2	8,0
10	-"-	"	21	8,0	5,6	4,3	9,9
12,5	-"-	"	28	9,8	7,5	4,8	12,3
Калориферы на 10 $м^2$ поверхности нагрева	К-7Т-К	8	5	1,5	0,5	1,1	1,6
Воздуховоды круглого сечения с фасонными частями на 10 м длины эксплуатируемого воздуховода диаметром, мм:							
до 150	К-15Т-К	8	10	3,0	1,0	4,5	5,5
300	-"-	"	14	4,5	1,4	6,7	8,1

Продолжение приложения 26

1	2	3	4	5	6	7	8
500	К-15Т-К	8	20	6,5	2,0	9,7	11,7
750	-"-	"	27	9,0	2,7	13,5	16,2
1000	-"-	"	33	11,0	3,3	16,5	19,8
1250	-"-	"	37	12,0	3,7	18,0	21,7
1500	-"-	"	40	13,0	4,0	19,5	23,5
То же для воздуховодов из кровельного железа, мм:							
до 150	К-15Т-К	8	7,5	2,3	0,8	3,5	4,3
300	-"-	"	10,5	3,4	1,1	5,1	6,2
500	-"-	"	15,0	4,9	1,5	7,4	8,9
750	-"-	"	20,3	6,8	2,0	10,2	12,2
1000	-"-	"	24,8	8,3	2,5	12,5	15,0
1250	-"-	"	27,8	9,0	2,8	13,5	16,3
1500	-"-	"	30,0	9,8	3,0	14,7	17,7

Приложение 27

Основные показатели системы планового ремонта оборудования, применяемого при подземном (текущем) и капитальном ремонтах скважин

Наименование оборудования	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час		
			капитальный	текущий	капитальный	текущий	всего
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Талевый блок БТН 4х50	К-3Т-К	2,2	6,06	1,82	2,75	2,48	5,23
2. Талевый блок БТЭ	К-3Т-К	2,2	3,66	1,10	1,66	1,50	3,16
3. Кронблок КБЭ	К-3Т-К	2,2	11,38	3,41	5,17	4,65	9,82
4. Кронблок КБН 5х50	К-3Т-К	2,2	14,00	4,20	6,36	5,73	12,09
5. Крюки подъемные типа КН	К-3Т-К	2,2	4,76	1,43	2,16	1,95	4,11
6. Вертлюг грузоподъемностью 10-50 т	К-3Т-К	1,4	32,80	5,74	23,43	12,30	35,73
7. Вертлюг грузоподъемностью 75 т	К-3Т-К	1,4	49,20	8,53	35,14	18,28	53,42
8. Автомат для подземного ремонта АПР-2	К-3Т-К	1,4	17,41	5,22	12,44	11,19	23,63
9. Ключ механический универсальный типа КМУ	К-3Т-К	1,4	43,85	13,16	31,32	28,20	59,52
10. Ротор	К-2Т-К	1,4	73,80	24,60	52,71	35,14	87,85
11. Автонаматыватель кабеля	К-5Т-К	2,0	78,20	23,46	39,10	35,19	74,29
12. Элеватор конструкции Халатяна ЭХ-5	-	-	0,95	0,28	0,95	0,28	1,23
13. Элеватор штанговый типа ЭШН-5, ЭШН-10	-	-	1,04	0,45	1,04	0,45	1,49
14. Элеватор ЭХЛ	-	-	4,07	1,22	4,07	1,22	5,29
15. Элеватор "Восток-2"	-	-	1,13	0,34	1,13	0,34	1,47
16. Элеватор ЭТА	-	-	11,83	3,55	11,83	3,55	15,38
17. Элеватор ЭГ	-	-	7,79	2,34	7,79	2,34	10,13

Продолжение приложения 27

I	2	3	4	5	6	7	8
I8. Элеватор ЭЗН	-	-	I,07	0,32	I,07	0,32	I,39
I9. Пакер гидравлический	-	-	5,75	I,73	5,75	I,73	7,48
20. Пакер механический	-	-	2,46	0,74	2,46	0,74	3,20
2I. Спайдер	-	-	I,84	0,55	I,84	0,55	2,39

Приложение 28

Основные показатели системы планового ремонта грузоподъемного оборудования

Наименование оборудования	Грузоподъемность, т	Сложность одного ремонта, ед.		Количество ремонтов в год		Общая трудоемкость ремонтов в год, ед.		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час			Трудоемкость ревизии в расчете на год, чел.час
		текущий	капитальный	текущий	капитальный	текущий	капитальный	текущий	капитальный	всего	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2
Кран мостовой двухбалочный с ручным приводом	2	2,0	I0,5	I,2	0,36	2,40	3,78	I7,7	27,8	59,I	I3,6
	5	3,0	I7,5	"	"	3,60	6,30	26,5	46,4	94,7	2I,8
	I0	3,7	2I,0	"	"	4,44	7,56	32,8	55,7	II5,I	26,6
Кран мостовой однобалочный с ручным приводом	3	2,2	7,0	"	"	I,44	2,52	I0,6	I8,6	37,8	8,7
	5	2,0	I0,5	"	"	2,40	3,78	I7,7	27,8	59,2	I3,7
	I0	3,0	I7,5	"	"	3,60	6,30	26,5	46,5	94,9	2I,9
Кран однобалочный с электроталью	I	3,0	I7,5	"	"	3,60	6,30	26,5	46,5	94,9	2I,9
	2	3,7	2I,0	"	"	4,44	7,56	32,7	55,7	II4,9	26,5
	3	4,3	24,5	"	"	5,I6	8,82	38,I	65,I	I34,I	30,9

	5	5,0	28,0	I,2	0,36	6,00	I0,08	44,3	74,3	I54,2	35,6
Таль электрическая	I-2	I,2	7,0	"	"	I,44	2,52	I0,6	I8,5	37,8	8,7
	3-5	2,0	I0,5	"	"	2,40	3,78	I7,7	27,8	59,2	I3,7
Таль ручная	I-2	0,6	3,5	"	"	0,72	I,26	5,3	9,3	I9,0	4,4
	3-5	I,2	7,0	"	"	I,44	2,52	I0,6	I8,6	38,0	8,8

Приложение 29

Основные показатели системы планового ремонта двигателей внутреннего сгорания

Мощность ДВС, л.с.	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час			Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час			
			текущий	средний	капитальный	текущий	средний	капитальный	всего
До 40	К-2Т-С-К	I	II	33	63	I7,6	26,4	50,4	94,4
54-55	-"-	I	II	40	77	I7,6	32,0	6I,6	III,2
88	-"-	I	I0	35	67	I6,0	28,0	53,6	97,6
I00	-"-	I	I3	47	90	20,8	37,6	72,0	I30,4
I65	-"-	I	I4	58	I34	22,4	46,4	I07,2	I76,0
300-500	-"-	I	I8	77	I75	28,8	6I,6	I40,0	230,4
700	-"-	I	I9	86	I90	30,4	68,8	I52,0	25I,2

Приложение 30

Трудоемкость капитального ремонта дизеля типа Д2-300

Наименование работ	Единица измерения	Объем работ	Трудоемкость работ, чел.-час	Наименование справочника, § норм
I	2	3	4	5
А. Слесарно-сборочные работы, подготовка, регулировка, испытание				
Разборка дизеля на узлы	двигатель	I	I5,03	РНВ на слесарные работы на буровых предприятиях.-НИС Куйбышевнефть, I979
Промыть узлы и детали дизеля	-"-	I	I3,38	§ 33
Разборка, ремонт и сборка топливной системы	комплект	I	I7,37	§ 34
Разборка, ремонт и сборка системы смазки	-"-	I	3,8I	§ 35
Разборка, ремонт и сборка системы охлаждения	-"-	I	I,3I	§ 36
Промыть детали насоса	насос	I	0.07	§ 36
Разборка, ремонт и сборка привода и передачи	комплект	I	I,5I	§ 38
Разборка, ремонт и сборка воздушной пусковой системы	-"-	I	I,09	§ 37
Разборка, ремонт и сборка блока цилиндров, головки блока и газораспределителя	-"-	I	II,09	§ 39
Разборка, ремонт и сборка коллекторов	-"-	2	0,70	§ 40
Разборка, ремонт и сборка шатунопоршневой группы	-"-	I	3,67	§ 4I
Разборка, ремонт и сборка коленчатого вала	-"-	I	0,80	§ 42

1	2	3	4	5
Разборка, ремонт и сборка верхнего и нижнего картеров	комплект	I	3,37	§ 43
Разборка, ремонт и сборка электрогенератора	генератор	I	I,62	§ 44
Прочистка, промывка и протирка деталей генератора	-"-	I	0,38	§ 44
Изготовление прокладок	комплект	I	I,23	§ 45
Распаковка новых узлов и деталей дизеля	-"-	I	0,54	§ 46
Сборка узлов дизеля	-"-	I	I2,42	§ 47
Разные работы при ремонте дизеля	-"-	I	I5,I4	§ 48
Итого:	-	-	I04,53	

Б. Станочные работы

Выточить центрирующую бобышку для крепления кожуха	шт.	4	0,64	РНВ на токарные работы на буровых предприятиях.-НИС Куйбышеннефть, 1979 §2
Выточить болт крепления дизеля	-"-	8	I,28	§ 2
Выточить вал привода газа дизеля	-"-	I	3,76	§ 2
Реставрировать с изготовлением втулки и проточкой после горячей посадки валик вентилятора	-"-	I	0,60	§ 2
Выточить валик водопомпы	-"-	I	0,29	§ 2
Выточить гайку натяжную	-"-	I	0,20	§ 2
Выточить гайку фрикциона маховика	-"-	I	0,76	§ 2
Выточить головку масляного бачка	-"-	I	0,52	§ 2

I	2	3	4	5
Выточить с нарезкой внутренней резьбы горловины радиатора	шт.	I	0,22	§ 2
Выточить из текстолита кольцо сальниковое	-"-	I	0,06	§ 2
Выточить из бронзы и отшлифовать конус маховика	-"-	I	0,64	§ 2
Реставрировать корпус вентилятора	-"-	I	0,72	§ 2
Сточить фланец маховика	-"-	I	I,80	§ 2
Расточить маховик	-"-	I	0,76	§ 2
Расточить под подшипник муфту эластичного соединения	-"-	I	0,80	§ 2
Выточить палец маховика	-"-	6	I,44	§ 2
Выточить палец полумуфты полужесткого соединения	-"-	6	0,82	§ 2
Выточить масляную пробку	-"-	I	0,I3	§ 2
Выточить пробку радиатора	-"-	I	2,24	§ 2
Выточить клапан для пробки радиатора	-"-	I	0,45	§ 2
Выточить струна-конус гайки маховика	-"-	6	2,40	§ 2
Выточить и нарезать резьбу стяжки	-"-	2	I,44	§ 2
Выточить фланец вентилятора	-"-	I	0,45	§ 2
Выточить фланец сальниковый	-"-	I	0,70	§ 2
Выточить штамп высечки серег	к-т	I	I,20	§ 2
Выточить штуцер топливного насоса	шт.	2	0,64	§ 2
Итого:			24,96	
Всего на слесарно-сборочные и станочные работы			I29,49	

Трудоемкость на электросварочные работы, наплавку и газорезку, кузнечные и малярные работы, на ремонт двигателей внутреннего сгорания принимается в размере 10% от трудоемкости слесарных работ.

Общая трудоемкость на капитальный ремонт двигателей внутреннего сгорания составит:

$$Тр = 129{,}49 + (104{,}53 \cdot 0{,}1) = 139{,}94 \text{ чел.-час.}$$

Приложение 31

Основные показатели системы планового ремонта и нормы времени на ремонт металлорежущих станков

Вид оборудования	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Нормы времени на один ремонт, чел.-час			Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час				Наименование справочника, § норм
			текущий	средний	капитальный	текущий	средний	капитальный	всего	
Токарно-винторезные станки, высота центра станка:	К-9Т-2С-К									РНВ на слесарные работы на буровых предприятиях.-НИС Куйбышевнефть, 1979, § 130
200 мм	-"-	4	64,02	78,75	101,62	129,6	35,5	22,8	187,9	
300 мм	-"-	"	81,98	99,36	122,08	166,0	44,7	27,4	238,1	
400 мм	-"-	"	90,99	120,64	133,97	184,2	54,3	30,1	268,6	
500 мм	-"-	"	86,76	124,16	153,60	175,7	55,9	34,5	266,1	
Труборезные станки 10"	-"-	"	106,92	142,95	158,70	216,5	64,4	35,7	316,6	
Фрезерные станки:										
вертикально-консольно-фрезерный	-"-	"	66,03	89,29	104,45	133,7	40,1	23,5	197,3	§ 131
горизонтально-консольно-фрезерный	-"-	"	62,97	82,49	92,76	127,5	37,1	20,9	185,5	-"-
Поперечно-строгательные станки	-"-	"	62,64	77,74	98,81	126,8	35,0	22,2	184,0	§ 132
Сверлильные станки:										
вертикальные	-"-	"	36,37	47,86	58,71	73,6	21,5	13,2	108,3	§ 133
радиальные	-"-	"	66,67	78,74	90,06	135,0	35,5	20,2	190,7	-"-
Круглошлифовальные станки	-"-	"	83,46	144,16	167,52	169,0	64,9	37,7	271,6	§ 134
Зуборезные станки	-"-	"	82,78	138,38	160,25	167,6	62,3	36,1	266,0	§ 135

Строительство и демонтаж линий электропередач 6 кВ

Наименование работ	Единица измерения	Объем работ	Норма времени на ед. измерения, чел.-час	Трудоемкость работ на 1км ВЛ на опорах, чел.-час			Наименование сборника, § норм
				металлических	железобетонных	деревянных	
I	2	3	4	5	6	7	8
I. Строительство							
I. Разбить трассу ВЛ	км	I	4,87	4,24	4,24	4,24	ЕНВ на электромонтажные и электроремонтные работы в нефтяной промышленности.-1984, § 59
2. Заготовить одностоечные деревянные опоры (высотой II м)	опора	I8	0,32	-	-	5,0I	§ 60
3. Произвести сборку одностоечных деревянных опор с металлическими стульями	-"-	I8	0,48	-	-	7,52	§ 6I
4. Заготовить А-образные деревянные опоры	-"-	2	3,64	-	-	6,33	§ 60
5. Произвести сборку А-образных деревянных опор с металлическими стульями	-"-	4	0,48	-	-	I,67	§ 6I
6. Изготовить металлические опоры:							
а) одностоечные	-"-	I8	5,0I	78,46	-	-	§ I67
б) А-образные	-"-	2	8,I9	I4,25	-	-	§I67

I	2	3	4	5	6	7	8
7. Изготовить двухстоечные траверсы (размеры заготовок 75х75х9,76) при обрезке газорезом и прожиге отверстий	опора	I8	0,I0	-	-	I,57	ЕНВ на электромонтажные и электроремонтные работы в нефтяной промышленности, I984, § I68
8. Изготовить одностоечные наголовники	наголовник	20	0,93	-	-	I6,I8	§ I89
9. Развести опоры по трассе	опора	20	на I0 шт. 0,82	I,43	-	I,43	ЕНВ на транспортно-такелажные работы, I969 (изменения I972 г.), § I5, § 7
	-"-	20	0,I6	-	2,78	-	
I0. Установить на опорах траверсы длиной I,7 м на неустановленной опоре	-"-	20	0,37	-	-	6,44	ЕНВ на электромонтажные и электроремонтные работы в нефтяной промышленности, I984, § 68
II. Установить наголовники на опорах:							
а) одностоечных	-"-	I8	0,37	-	-	5,79	§ 68
б) А-образных	-"-	2	0,53	-	-	0,92	§ 68
I2. Установить крюки или штыри типа КН-I2, КН-I6, КН-I8, КН-20 с изоляторами типов: ТФ, ШТИ, ШС, АИК	-"-	60	0,63	3,29	3,29	3,29	§ 67
I3. Установить тракторным краном опоры:							
а) металлические, весом до 0,5 т	-"-	I8	0,72	II,27	-	-	§ 65
I,0 т	-"-	2	I,04	I,8I	-	-	§ 65

б) железобетонные, весом до I т	опора	20	0,86	-	I4,96	-	§ 65
в) деревянные:							
одностоечные	-"-	I8	0,8	-	-	I2,53	§ 63
А-образные	-"-	2	3,I4	-	-	5,46	-"-
I4. Смонтировать линейный трехполюсный разъединитель на установленной опоре	разъединитель	I	4,34	3,78	3,78	3,78	ЕНВ на электромонтажные и электроремонтные работы в нефтяной промышленности, I984, § 73
I5. Установить разрядники (комплект из трех штук):							
а) на металлической опоре	комплект	I	I,34	I,I7	I,I7	-	§ II2
б) на деревянной опоре	-"-	I	I,80	-	-	I,57	§ II2
I6. Проложить провод воздушных линий сечением: 95 мм^2	м	3000	на I00м 2,I2х I,2= 2,54	66,29	66,29	-	§ 69
35 мм^2	-"-	3000	на I00м I,4	-	-	36,54	-"-
I7. Устроить двойное крепление проводов на опорах (3 перемычки)	крепление	5	0,67х I,2= 0,8	3,48	3,48	-	§ 72
		5	0,67	-	-	2,9I	-"-
I8. Устроить перекидки проводов (линия трехпроводная) через автодорожные магистрали, сечение провода 95 мм2	перекид	I	0,70	0,6I	0,6I	-	§ 79

Продолжение приложения 32

	2	3	4	5	6	7	8
35 м²	пере-кид	I	0,3I	-	-	0,27	§ 79
I9. Изготовить электроды для заземления	элект-род	5	на I0 шт. 0,46	0,20	0,20	0,20	ЕНВ на электромонтажные и электроремонтные работы в нефтяной промышленности; 1984, § I22
20. Забить в землю электроды заземления	-"-	5	0,43	I,87	I,87	I,87	§ I23
2I. Заземление электрооборудования, установленного на деревянных опорах	опора	I	0,60	0,52	0,52	0,52	§ 77
22. Нанести нумерацию опор по трафарету	-"-	20	0,I9	3,30	3,30	3,30	§ 207
23. Установить на опорах (через одну) плакаты по технике безопасности	плакат	I0	0,I	0,87	0,87	0,87	Норма времени объединения Куйбышевнефть
Итого трудоемкость строительства ВЭЛ без изготовления и сборки опор, траверс, наголовников (п.п.I,9-23)				I04,I3	I07,37	9I,93	
Итого трудоемкость изготовления и сборки опор, траверс, наголовников (п.п. 2-8)				92,7I	-	38,28	

II. Демонтаж

I. Демонтаж двойных креплений проводов на изоляторах	крепление	6	0,5I	2,66	2,66	2,66	ЕНВ на электромонтажные и электроремонтные работы в нефтяной промышленности, I984, § 90
2. Снять перекидки проводов (трехпроводная линия)	перекидка	I	0,58	0,50	0,50	-	§ 9I
3. Снять провод с опор сечением 35 мм^2	м	3000	на I00 м 0,35	-	-	9,I3	§ 89
до I00 мм^2	-"-	3000	на I00 м 0,88	22,97	22,97	-	-"-
4. Демонтировать линейный трехполюсный разъединитель с установленных опор (вручную)	разъединитель	I	0,65	0,57	0,57	0,57	§ 95
5. Демонтировать разрядники (комплект из 3 штук);							
а) на металлических и железобетонных опорах	комплект	I	0,9I	0,79	0,79	-	§ I39
б) на деревянных опорах	-"-	I	I,I5	-	-	I,00	§ I39
6. Снять траверсы с установленных опор	траверса	20	на I0 траверс 3,39	-	-	5,90	§ 93
7. Снять изоляторы со штырями	изолятор	20	на I0 изоляторов 0,54	0,94	0,94	-	§ 93

I	2	3	4	5	6	7	8
8. Вывернуть крюки с изоляторами	крюк	20	на I0 крюков 0,49	-	-	0,85	§ 93
9. Снять наголовники с неустановленных опор	наголовник	20	на I0 наголовников I,34	-	-	2,33	§ 93
I0. Свалить опору краном:							
а) металлическую, весом до 0,5 т	опора	I8	0,25	3,9I	-	-	§ 96
до I,0 т	-"-	2	0,32	0,56	-	-	-"-
б) железобетонную, весом до I,0 т	-"-	20	0,49	-	8,53	-	§ 96
II. Извлечь деревянную опору							
одностоечную (высотой II м) с одним стулом, краном	-"-	I8	0,2I	-	-	3,29	§ 97
А-образную, вручную	-"-	2	5,27	-	-	9,I7	-"-
I2. Собрать опоры по трассе:							
а) металлические или деревянные:							
прицепка	операция	20	0,07	I,22	-	I,22	ЕНВ на транспортно-такелажные работы в нефтяной промышленности-I982, § I5
отцепка	-"-	20	0,05	0,87	-	0,87	
перетаскивание	м	I000	на I00 м 0,06, на каждые 50м сверх I00м 0,03	0,52	-	0,52	

б) железобетонные	опора	20	0,27	-	4,7	-	§ 7
Итого трудоемкость на демонтаж				35,51	41,66	37,51	

Приложение 33

Строительство и демонтаж линий связи

Наименование работ	Единица измерения	Объем работ	Норма времени на ед. измерения, чел.-час	Трудоемкость работ на 1 км линий связи, чел.-час	Наименование сборника, § норм
1	2	3	4	5	6
I. Строительство					
1. Разбить трассу линий связи	км	1	4,87	4,24	ЕНВ на электромонтажные и электроремонтные работы в нефтяной промышленности.- 1984, § 59
2. Заготовить одностоечные деревянные опоры длиной 8,5 м	шт.	20	0,25	4,35	§ 60
3. Заготовить подкосы	-"-	2	0,42	0,73	§ 60
4. Развезти опоры по трассе	-"-	22	на 10 шт. 0,82	1,57	ЕНВ на транспортно-такелажные работы -1969 (с изменениями 1972 г.), § 15

I	2	3	4	5	6
5. Установить крюки с изоляторами типа ШС, ШТЛ на неустановленные опоры	шт.	40	на I0 шт. 0,63	2,I9	ЕНВ на электромонтажные и электроремонтные работы в нефтяной промышленности.- I984, § 67
6. Установить одностоечные опоры	-"-	20	0,55	9,57	§ 63
7. Установить подкосы к опорам	-"-	2	0,62	I,08	§ 64
8. Проложить провод на опорах (сечением 6 мм²)	-"-	2000	на I00 м 0,7	I2,I8	§ 69
Итого трудоемкость при рытье ям под опоры бурмашиной:				35,9I	
II. Демонтаж					
I. Снять провода опор	м	2000	на I00 м 0,35	6,09	ЕНВ на электромонтажные и электроремонтные работы в нефтяной промышленности.- I984, § 89
2. Вывернуть крюки с изоляторами	крюк	40	на I0 шт. 0,49	I,7I	§ 93
3. Извлечь опоры	опора	20	0,2I	3,65	§ 97
4. Извлечь подкосы	подкос	2	0,37	0,64	§ 97
5. Собрать опоры и подкосы по трассе:					
прищепка	операция	22	0,07	I,34	ЕНВ на транспортно-такелажные работы.-I982, § I5
перетаскивание	м	I000	на I00 м 0,06, на каждые 50м сверх I00 0,03	0,52	
Итого трудоемкость на демонтаж:				I4,9I	

Приложение 34

Основные показатели системы планового ремонта электродвигателей

Электродвигатели	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час				Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час				Всего (гр.9+ гр.II)
			Капитальный			Текущий в условиях действующих производственных помещений (цехов)	Капитальный			Текущий в условиях действующих производственных помещений (цехов)	
			с полной перемоткой обмотки		без перемотки обмотки		с полной перемоткой обмотки		без перемотки обмотки		
			в условиях специализированного предприятия	в условиях мастерских	в условиях действующих производственных помещений (цехов)		в условиях специализированного предприятия	в условиях мастерских	в условиях действующих производственных помещений (цехов)		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2
I. Объекты и установки общего назначения											
Электродвигатели асинхронные с короткозамкнутым ротором ремонтных (электроремонтных) мастерских напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт:											
до I	К-7Т-К	I6	I4,0	I6,5	6,4	I,2	0,875	I,03I	0,400	0,525	I,556
3			I6,0	I8,0	6,8	I,3	I,000	I,I25	0,425	0,569	I,694
5			I7,5	20,0	7,5	I,5	I,094	I,250	0,469	0,659	I,906
I0			2I,0	24,0	8,5	I,8	I,3I2	I,500	0,53I	0,788	2,228

Продолжение приложения 34

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2
20			23,0	27,0	9,5	I,9	I,438	I,688	0,594	0,83I	2,5I9
40			28;5	33,0	II,5	2,I	I,78I	2,063	0,7I9	0,9I9	2,982
60			32,0	38,0	I3,5	2,4	2,000	2,375	0,844	I,050	3,425
Электродвигатели бытовых и технологических котельных асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ											
а) в обычном общепромышленном исполнении мощностью, кВт: до I	К-4Т-К	5	I4,0	I6,5	6,4	I,2	2,80	3,30	I,28	0,96	4,26
3			I6,0	I8,0	6,8	I,3	3,20	3,60	I,36	I,04	4,64
5			I7,5	20,0	7,5	I,5	3,50	4,00	I,50	I,20	5,20
I0			2I,0	24,0	8,5	I,8	4,20	4,80	I,70	I,44	6,24
20			23,0	27,0	9,5	I,9	4,60	5,40	I,90	I,52	6,92
40			28,5	33,0	II,5	2,I	5,70	6,60	2,30	I,68	8,28
60			32,0	38,0	I3,5	2,4	6,40	7,60	2,70	I,92	9,52
80			36,5	43,0	I5,0	2,6	7,30	8,60	3,00	2,08	I0,58
б) взрывозащищенные мощностью, кВт: до I	К-4Т-К	5	I8,20	2I,45	8,32	I,56	3,64	4,29	I,66	I,25	5,54
3			20,80	23,40	8,84	I,69	4,I6	4,68	I,77	I,35	6,03
5			22,75	26,00	9,75	I,95	4,55	5,20	I,95	I,56	6,76
I0			23,70	3I,20	II,05	2,34	5,46	6,24	2,2I	I,87	8,II
20			29,90	35,I0	I2,35	2,47	5,98	7,02	2,47	I,98	9,00
40			37,05	42,90	I4,95	2,73	4,I0	8,58	2,99	2,I8	I0,76
60			4I,60	49,40	I7,55	3,I2	8,32	9,88	3,5I	2,50	I2,38

80			47,45	55,90	I9,50	3,38	9,49	II,I8	3,90	2,70	I3,88

II. Насосные станции для заводнения нефтяных пластов, насосные станции I, II водоподъемов, насосные станции промпилового и хозяйственно-питьевого водоснабжения

Электродвигатели синхронные напряжением 6 (I0) кВ, мощностью, кВт:											
I80	К-Т-К	6	I20,96	I76,40	I5I,20	II,59	20,I6	29,40	25,20	2I,25	50,65
300			I4I,I2	204,I2	I7I,36	I4,36	23,53	34,02	28,56	26,33	60,35
450			I66,32	24I,92	I96,56	I9,I5	27,72	40,32	32,76	35,II	75,43
600			I83,96	267,I2	2I6,72	22,93	30,66	44,52	36,I2	42,04	86,56
750			209,I6	304,92	24I,92	28,48	34,86	50,82	40,32	52,2I	I03,03
I000			226,80	335,I6	267,I2	34,27	37,80	55,86	44,52	62,83	II8,69
2000			284,76	4I8,32	330,I2	48,89	47,46	69,72	50,02	89,63	I59,35
Электродвигатели асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 6(I0) кВ, мощностью, кВт:											
I80	К-6Т-К	6	I00.80	I47,00	I26,00	9,66	I6,80	24,50	2I,00	8,05	32,55
300			II7,60	I70,I0	I42,80	II,97	I9,60	28,35	23,80	9,97	38,32
450			I38,60	20I,60	I63,80	I5,96	23,I0	33,60	27,30	I3,30	46,90
600			I53,30	222,60	I80,60	I9,I0	25,55	37,I0	30,I0	I5,92	53,02
750			I74,30	254,I0	20I,60	23,70	29,05	42,35	33,60	I9,75	62,I0
I000			I89,00	279,30	222,60	28,56	3I,50	46,56	37,I0	23,80	70,36
2000			237,30	348,60	275,I0	40,70	39,55	58,I0	45,85	33,92	92,02

I			4	5	6	7	8	9	I0	II	I2
Электродвигатели асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ в обычном исполнении мощностью, кВт:											
до I	К-6Т-К	6	I4,0	I6,5	6,4	I,2	2,33	2,75	I,07	I,00	3,75
3			I6,0	I8,0	6,8	I,3	2,67	3,00	I,I3	I,08	4,08
5			I7,5	20,0	7,5	I,5	2,92	3,33	I,25	I,25	4,58
I0			2I,0	24,0	8,5	I,8	3,50	4,00	I,42	I,50	5,50
20			23,0	27,0	9,5	I,9	3,83	4,50	I,58	I,58	6,08
40			28,5	33,0	II,5	2,I	4,75	5,50	I,92	I,75	7,25
60			32,0	38,0	I3,5	2,4	5,33	6,33	2,25	2,00	8,33
80			36,5	43,0	I5,0	2,6	6,08	7,I7	2,50	2,I7	2,33
I00			40,0	47,0	I7,0	2,8	6,67	7,83	2,83	2,33	I0,I6
I80			48,0	70,0	60,0	4,6	8,00	II,67	I0,00	3,83	I5,50
300			56,0	8I,0	68,0	5,7	9,33	I3,5	II,33	4,75	I8,25
Электродвигатели асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ взрывозащищенного исполнения, мощностью, кВт:											
до I	К-6Т-К	6	I8,2	2I,4	8,3	I,6	3,03	3,57	I,38	I,33	4,90
3			20,8	23,4	8,8	I,7	3,47	3,90	I,47	I,42	5,32
6			22,7	26,0	9,7	I,9	3,78	4,33	I,62	I,58	5,9I
I0			27,3	3I,2	II,0	2,3	4,55	5,20	I,83	I,92	7,I2
20			29,9	35,I	I2,3	2,5	4,98	5,85	2,05	2,08	7,93

40			37,0	42,9	I4,9	2,7	6,I7	7,I5	2,48	2,25	9,40
60			4I,6	49,4	I7,5	3,I	6,93	8,23	2,92	2,58	I0,8I
80			47,4	55,9	I9,5	3,4	7,90	9,32	3,25	2,83	I2,I5
I00			52,0	6I,I	22,I	3,6	8,67	I0,I8	3,68	3,00	I3,I8
I80			62,4	9I,0	78,0	6,0	I0,40	I5,I7	I3,00	5,00	20,I7
300			72,8	I05,3	88,4	7,4	I2,I3	I7,55	I4,73	6,I7	23,72

III. Станки-качалки, установки подготовки нефти, центральный товарный парк, комплексный сборный пункт, компрессорные станции попутного нефтяного газа, газлифтные компрессорные станции, замерные установки, технологические котельные

Электродвигатели станков-качалок асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт:										
до I0	К-Т-К	2	2I,0	24,0	8,50	I,80	I0,50	I2,00	4,25	0,90	I2,90
20			23,0	27,0	9,50	I,90	II,50	I3,50	4,75	0,95	I4,45
40			28,5	33,0	II,50	2,I0	I4,25	I6,50	5,75	I,05	I7,55
60			32,0	38,0	I3,50	2,40	I6,00	I9,00	6,75	I,20	20,20
Электродвигатели насосов по перекачке нефти асинхронные с короткозамкнутым ротором взрывозащищенные										
а) напряжением 0,4 кВ, мощностью, КВт:										
до 60	К-9Т-К	5	4I,6	49,40	I7,55	3,I2	8,32	9,88	3,5I	5,62	I5,50
80			47,45	55,90	I9,50	3,38	9,49	II,I8	3,90	6,08	I7,26
I00			52,0	6I,I0	22,I0	3,64	I0,40	I2,22	4,42	6,55	I8,77

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
180			62,4	91,00	78,00	5,98	12,48	18,20	15,60	10,76	28,96
300			72,8	105,30	88,40	7,40	14,56	21,06	17,68	13,32	34,38
б) напряжением 6(10) кВ мощностью, кВт:											
до 300	К-9Т-К	5	152,88	222,13	185,64	15,56	30,58	44,43	37,13	28,01	72,44
450			180,18	262,06	212,94	20,74	36,04	52,42	42,59	37,35	82,77
600			199,29	289,38	234,78	24,84	39,86	57,88	46,96	44,71	102,59
750			226,59	330,33	262,08	30,85	45,32	66,07	52,42	55,53	121,60
1000			245,70	363,09	289,38	37,13	49,14	72,62	57,88	66,83	139,45
2000			308,49	453,18	357,63	52,96	61,70	90,64	71,53	95,33	185,97
Электродвигатели насосов по перекачке нефти синхронные взрывозащищенные напряжением 6(10) кВ, мощностью, кВт:											
300	К-9Т-К	5	183,46	266,56	222,77	18,67	36,70	53,32	44,43	33,61	86,93
450			216,22	314,50	261,74	24,90	43,24	62,90	51,11	44,82	107,72
600			239,15	347,26	314,50	29,81	47,83	69,45	56,35	53,66	123,11
750			271,91	396,40	347,26	37,02	54,38	79,28	62,90	66,63	145,91
1000			294,84	435,70	429,16	44,55	58,97	87,14	69,45	80,20	167,34
2000			370,19	543,82	452,09	63,55	74,04	108,76	85,83	114,40	223,16

Электродвигатели компрессорных станций попутного нефтяного газа асинхронные с короткозамкнутым ротором взрывозащищенные											
а) напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт:											
до 180	К-3Т-К	2	62,40	91,00	78,00	5,98	31,20	45,50	39,00	8,97	54,47
300			72,80	105,30	88,40	7,41	36,40	53,65	44,20	11,12	63,77
б) напряжением 6(10) кВ, мощностью, кВт:											
450	К-3Т-К	2	180,18	262,08	212,94	20,75	90,09	131,04	106,47	31,13	162,17
600			199,29	289,38	234,78	24,84	99,65	144,69	117,39	37,26	181,95
750			226,59	330,33	262,08	30,85	113,30	165,16	131,04	46,28	211,44
1000			245,70	363,09	289,38	37,13	122,85	181,55	144,69	55,70	237,25
2000			308,49	453,18	357,63	52,96	154,24	226,59	178,82	79,44	306,03
Электродвигатели компрессорных станций попутного нефтяного газа синхронные с корот-											

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2
козамкнутым ротором взрывозащищенные:											
а) напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт:											
до I80	К-3Т-К	2	74,88	I09,20	93,60	7,I8	37,44	54,60	46,80	I0,77	65,37
300			87,36	I26,36	I06,08	8,89	43,68	63,I8	53,04	I3,34	76,52
б) напряжением 6(I0) кВ, мощностью кВт:											
450	К-3Т-К	2	2I6,22	3I4,50	255,53	24,90	I08,II	I57,25	I27,77	37,35	I94,60
600			239,I5	347,26	28I,74	29,8I	II9,58	I73,63	I40,87	44,72	2I8,35
750			27I,9I	396,50	3I4,50	37,02	I35,96	I98,25	I57,25	55,53	253,78
I000			294,84	435,7I	347,26	44,55	I47,42	2I7,86	I73,63	66,83	284,69
2000			370,I9	543,82	429,I6	63,55	I85,I0	27I,9I	2I4,58	95,33	367,24
Электродвигатели газлифтных компрессорных станций напряжением 6(I0) кВ, взрывозащищенные											
а) асинхронные, мощностью, кВт:											
до 5000	К-IIТ-К	3	354,90	5I8,70	395,85	79,I7	II8,30	I72,90	I3I,95	290,29	463,I9
8000			384,93	573,30	4I7,69	98,28	I28,3I	I9I,I0	I39,23	360,36	55I,46
б) синхронные, мощностью, кВт:											
до 5000	К-IIТ-К	3	425,88	622,44	475,02	95,00	I4I,96	207,48	I58,34	348,33	555,8I
8000			46I,92	687,96	50I,23	II7,94	I53,97	229,32	I67,08	432,45	66I,77

Электродвигатели приточных и вытяжных систем вентиляции асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ:											
а) в обычном общепромышленном исполнении, мощностью, кВт:											
до 1	К-4Т-К	5	I4,00	I6,50	6,40	I,20	2,80	3,30	I,28	0,96	4,26
3			I6,00	I8,00	6,80	I,30	3,20	3,60	I,36	I,04	4,64
5			I7,50	20,00	7,50	I,50	3,50	4,00	I,50	I,20	5,20
I0			2I,00	24,00	8,50	I,80	4,20	4,80	I,70	I,44	6,24
б) взрывозащищенные мощностью, кВт:											
до I	К-4Т-К	5	I8,20	2I,45	8,32	I,56	3,64	4,29	I,66	I,25	5,54
3			20,80	23,40	8,84	I,69	4,I6	4,69	I,77	I,35	6,03
5			22,75	26,00	9,75	I,95	4,55	5,20	I,95	I,56	6,76
I0			27,30	3I,20	II,05	2,34	5,46	6,24	2,2I	I,87	8,II
Электродвигатели задвижек асинхронные с коротко-замкнутым ротором взрывозащищенные напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт											
до I	К-5Т-К	6	I8,20	2I,45	8,32	I,56	3,03	3,57	I,39	I,30	4,87
3			20,80	23,40	8,84	I,69	3,46	3,90	I,47	I,4I	5,3I
5			22,75	26,00	9,75	I,95	3,79	4,33	I,62	I,62	5,95
I0			27,30	3I,20	II,05	2,34	4,55	5,20	I,84	I,95	7,I5

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2
Автоматы для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб АПР-2ВБ, ключ механический универсальный КМУ, электрокабелеукладыватель (майнатушка)											
Электродвигатель асинхронный с короткозамкнутым ротором взрывозащищенный напряжением 0,4 кВ, мощностью кВт:											
до I	К-3Т-К	2	I8,20	2I,45	8,32	I,56	9,I0	I0,72	4,I6	2,34	I3,06
3			20,80	23,40	8,84	I,69	I0,40	II,70	4,42	2,54	I4,24
5			22,75	26,00	9,75	I,95	II,37	I3,00	4,87	2,92	I5,92
I0			27,30	3I,20	II,05	2,34	I3,65	I5,60	5,25	3,5I	I9,II

Приложение 35

Основные показатели системы планового ремонта силовых трансформаторов

Трансформаторы	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час		
			капитальный	текущий	капитальный	текущий	всего
1	2	3	4	5	6	7	8
Трансформаторы силовые маслонаполненные двухобмоточные типа ТМ напряжением до 10 кВ, мощностью, кВа:							
10	К-4Т-К	5	45,3	4,3	9,060	3,440	12,500
25			50,4	5,0	10,080	4,008	14,088
40			57,0	5,2	11,400	4,160	15,560
60			62,9	5,8	12,580	4,640	17,220
100			72,9	6,2	14,580	4,960	19,540
160			91,9	8,5	18,380	6,800	25,180
250			111,3	9,6	22,260	7,680	29,940
400			153,3	14,7	30,660	11,760	42,420
630			191,5	15,4	38,300	12,320	50,620
1000			220,0	19,7	44,000	15,760	59,760
1600,2500			230,8	25,5	46,160	20,400	66,560
4000			263,5	27,6	52,700	22,080	74,780

I	2	3	4	5	6	7	8
Трансформаторы силовые маслонаполненные двухобмоточные напряжением 35/6 кВ типов:							
ТМ 4000/35	К-4Т-К	5	275,3	28,2	55,060	22,560	77,620
ТМ 6300/35			304,4	30,3	60,880	24,240	85,I20
ТД I0000/35			452,7	42,I	90,540	33,680	I24,220
ТДНС I5000/35			537,I	48,9	I07,420	39,I20	I46,540
ТДН 20000/35			666,5	53,5	I33,300	42,800	I76,I00
ТРДН 32000/35			73I,8	80,5	I46,360	64,400	2I0,760
Трансформаторы силовые маслонаполненные двухобмоточные II0/6 кВ типов:							
ТДН 3I500/II0	К-5Т-К	6	797,2	64,8	I32,867	54,000	I86,867
ТД 40000/II0			863,I	8I,0	I43,850	67,500	2II,350
ТДНГ 60000/II0, 63000/II0			984,5	84,I	I64,083	70,083	234,I66
Трансформаторы силовые маслонаполненные трехобмоточные напряжением II0/35/6 кВ типов:							
ТРДН,ТДТН-40000/II0	К-5Т-К	6	874,2	79,9	I45,700	66,583	2I2,283
ТДТНГЭ-60000/II0, 63000/II0			968,4	I0I,8	I6I,400	84,833	246,233
ТДЦНГУ-80000/II0			II22,5	II2,6	I87,083	93,833	280,9I6
Трансформаторы силовые типа ТМЗ напряжением до I0 кВ, мощностью, кВа:							
630	К-4Т-К	5	I9I,5	I5,4	38,300	I2,320	50,620
I000			220,0	I9,7	44,000	I5,760	59,760
I600			230,8	25,5	46,I60	20,400	66,560

Продолжение приложения 35

I	2	3	4	5	6	7	8
Трансформаторы однофазные сухие типов:							
ОСО, мощностью 0,25 кВа	К-5Т-К	6	6,5	I,2	I,083	I,000	2,083
ОСВ, мощностью 0,25-3 кВа			6,5	I,2	I,083	I,000	2,083
ОСО-0,4, мощностью 0,2-5 кВа			8,7	I,8	I,450	I,500	2,950
ТБС-2, мощностью I кВа			II,0	2,3	I,833	I,9I7	3,750
ТПД, мощностью 0,05-0,25 кВа			II,0	2,3	I,833	I,9I7	3,750
ТС, мощностью 2,5 кВа			I8,4	3,4	3,067	2,833	5,900
Трансформаторы трехфазные сухие типов:							
ТС-40	К-4Т-К	5	43,9	5,7	8,780	4,560	I3,340
ТС-I80			79,6	9,6	I5,920	7,680	23,600
ТСЗ-4-I0			38,2	4,6	7,640	3,680	II,320
ТСЗ-I5-22			42,5	5,I	8,500	4,080	I2,580
ТСЗ-35-50			47,7	5,7	9,540	4,560	I4,I00
ТСЗ-I00			73,8	8,8	I4,760	7,040	2I,800
ТСЗ-70I			I50,8	I8,I	30,I60	I4,480	44,640
ТСВ-4-I0			38,2	4,6	7,640	3,680	II,320
ТСЗВ-360			I26,0	I5,I	25,200	I2,080	37,280
Трансформатор местного освещения типа ЯТП, мощностью 0,25 кВа, напряжением 36 В	К-5Т-К	6	8,0	I,2	I,333	I,000	2,333

Приложение 36

Основные показатели системы планового ремонта электрических аппаратов высокого напряжения

Наименование оборудования	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час.			Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час.		
			капитальный		текущий	капитальный	текущий	всего
			основные работы	дополнительные работы				
I	2	3	4	5	6	7	8	9
Трансформатор тока напряжением: до 110 кВ								
ТФНД - 110 М	К-5Т-К	6	14,5	7,5 (замена блока) 3,9 (замена масла)	4	4,317	3,333	7,650
до 35 кВ								
ТФНД-35М, ТФНД-35, ТФН-35	К-5Т-К	6	6,3	4,9 (замена блока) 3,9 (замена масла)	2,8	2,517	2,333	4,850
до 10 кВ								
ТПОЛ, ТПФ-6, ТПКМ-10, ТПЛ, ТК-4, ТК(0-49)	Т	1	-	-	2,9	-	2,9	2,9
Трансформаторы тока напряжением: до 110 кВ								
НКФ - 110	К-5Т-К	6	13,7	12,4 (замена масла)	3,7	5,617	3,083	8,700

до 35 кВ								
НОМ-35	К-5Т-К	6	8,0	3,4(замена масла) 4,4(замена блока)	2,8	2,633	2,333	4,966
до 10 кВ	К-5Т-К	6						
НОМ-6			4,3	-	0,6	0,717	0,500	1,217
НОМ-10			4,8	-	0,7	0,800	0,583	1,383
НТМК-6			7,2	-	1,5	1,200	1,250	2,450
НТМП-6			9,4	-	2,9	1,567	2,417	3,984
НТМК-10			8,1	-	1,6	1,350	1,333	2,683
НТМП-10			10,7	-	3,6	1,783	3,000	4,783
Реакторы сухие	К-4Т-К	5	38,1	-	4,5	7,620	3,600	11,220
Реакторы маслонаполненные	К-5Т-К	6	101,6	-	12,0	16,933	10,000	26,933
Выключатели масляные напряжением: до 110 кВ								
МКП-110, МКП-110М, У-110	К-5Т-К	6	110,3	23,4	16,1	22,283	13,417	35,700
ВМК-110, ВМК-110М			105,3	7,8	16,1	18,850	13,417	32,267
МГ-110			81,0	6,5	14,8	14,583	12,333	26,916
ВМО-110			133,9	28,3	24,3	27,033	20,250	47,283
до 35 кВ								
ВМП-16, ВМП-14	К-5Т-К	6	13,1	1,0	4,4	2,350	3,667	6,017
ВМК-353			27	0,4	6,3	4,567	5,250	9,817
ВМ-16, ВМ-14			13,3	1,0	4,4	2,383	3,667	6,050

I	2	3	4	5	6	7	8	9
МКП-35	К-5Т-К	6	3I,4	3,0	7,4	5,733	6,I67	II,900
ВМ-23, ВМ-22			I5,4	I,5	4,4	2,8I7	3,667	6,484
ВМ-35, ВМП-35, ВТ-35, ВТД-35, С-35			26,9	2,5	7,4	4,900	6,I67	II,067
ВМП-35П, ВМПЭ-35			24,0	-	6,3	4,000	5,250	9,250
до I0 кВ								
ВМТ-I0	К-2Т-К	3	I6,7	-	4,3	5,567	2,867	8,434
ВМП-I0, ВМП-I0П, ВМП-I0К ВМА-I0, ВМПЭ-I0			24,2	-	4,9	8,067	3,267	II,334
ВТ-I0			I6,6	-	4,2	5,533	2,800	8,333
ВМ-I0			I3,6	I,0	4,4	4,867	2,933	7,800
МТТ-I0			32,2	-	6,2	I0,733	4,I33	I4,866
ВМЭ-I0			I3,3	I,0	4,4	4,767	2,933	7,700
Разъединители напряжением: до II0 кВ								
РНД-II0	К-2Т-К	3	32,6	2,7	6,9	II,767	4,600	I6,367
РНД-II0, РНДЗ-II0			26,8	3,4	5,7	I0,067	3,800	I3,867
РОНЗ-II0			28,9	5,0	7,4	II,300	4,933	I6,233
до 35 кВ								
РНН-35	К-2Т-К	3	22,0	I,4	5,0	7,800	3,333	II,I33
РНД-35, РНДЗ-35			I5,9	2,3	4,3	6,067	2,867	8,934
до I0 кВ								
РНН-6, РНН-I0	К-2Т-К	3	7,4	I,4	3,5	2,933,	2,333	5,266
РВФ			5,4	-	I,4	I,800	0,933	2,733
РНД-6, РНД-I0			7,0	I,4	3,3	2,800	2,200	5,000
РВА-III			2,8	-	0,8	0,933	0,533	I,466

РВ	К-2Т-К	3	4,3	-	I,3	I,433	0,867	2,300
Отделители напряжением: до II0 кВ								
ОД-II0М, ОДЗ-II0М	К-2Т-К	3	3I,6	3,4	5,8	II,667	3,867	I5,534
до 35 кВ								
ОД-35, ОДЗ-35	К-2Т-К	3	20,3	2,3	4,2	7,533	2,800	I0,333
Короткозамыкатели напряжением: до II0 кв								
КЗ-II0, НЗ-II0М	К-2Т-К	3	I2,I	-	3,7	4,033	2,467	6,500
до 35 кВ								
КЗ-35	К-2Т-К	3	I4,2	-	3,9	4,733	2,600	7,333
Заземлители ЗОН-II0М, ЗОН-II0У	К-2Т-К	3	6,6	-	2,6	2,200	I,733	3,933
Разрядник трубчатый типа РТВ	К-2Т-К	3	3,0	-	0,5	I,000	0,333	I,333
Разрядники вентильные типа:								
РВП-6	К-7Т-К	8	6,3	-	0,8	0,788	0,700	I,488
РВС-35			I2,7	-	I,5	I,588	I,3I3	2,90I
Предохранители серии: ПК, ПКТ	Т	I	-	-	2,0	-	2,000	2,000
НПН, ПН, ПР			-	-	0,5	-	0,500	0,500

Основные показатели системы планового ремонта электрических аппаратов напряжением до 1000 В

Наименование оборудования	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час		
			капитальный	текущий	капитальный	текущий	всего
1	2	3	4	5	6	7	8
Рубильники с центральной рукояткой на номинальный ток, А:							
до 400	К-ЗТ-К	4	-	0,8	-	0,600	0,600
600			2,5	0,9	0,625	0,675	1,300
800			3,0	1,0	0,750	0,750	1,500
1000			4,0	1,4	1,000	1,050	2,050
1500			6,0	2,0	1,500	1,500	3,000
Переключатели с центральной рукояткой на номинальный ток, А:							
до 200	К-ЗТ-К	4	-	0,8	-	0,600	0,600
400			-	1,2	-	0,900	0,900
600			5,0	1,6	1,250	1,200	2,450
Выключатели автоматические воздушные универсальные с рычажными и электромагнитными приводами на номинальный ток, А:							
до 400	К-ЗТ-К	4	-	3,0	-	2,250	2,250
600			12,0	3,6	3,000	2,700	5,700
800			16,0	4,8	4,000	3,600	7,600

I000	К-3Т-К	4	2I,0	6,0	5,250	4,500	9,750
I500			28,0	8,0	9,333	6,000	I5,333
То же, с электродвигательным приводом на номинальный ток, А:							
до 400	К-3Т-К	4	30,0	I0,0	7,500	7,500	I5,000
800			40,0	I4,0	I0,000	I0,500	20,500
I000			50,0	I6,0	I2,500	I2,000	24,500
I500			60,0	20,0	I5,000	I5,000	30,000
Выключатели автоматические установочные трехфазные на номинальный ток, А:							
до 200	Т	I	-	2,0	-	2,000	2,000
400	Т	I	-	3,0	-	3,000	3,000
600	К-3Т-К	4	I2	4,0	3,000	3,000	6,000
Пускатели магнитные нереверсивные для электродвигателей мощностью, кВт:							
до I7	К-2Т-К	3	-	2,0	-	I,333	I,333
30			8,0	2,4	2,667	I,600	4,267
55			I0,0	3,0	3,333	2,000	5,333
75			I2,0	4,0	4,000	2,667	6,667
Контакторы постоянного тока на номинальный ток, А:							
до I50	К-2Т-К	3	-	3,0	-	2,000	2,000
350			-	4,0	-	2,667	2,667
600			I5,0	5,0	5,000	3,333	8,333

I	2	3	4	5	6	7	8
Контакторы электромагнитные воздушные на номинальный ток, А:							
до I60	К-2Т-К	3	-	2,5	-	I,667	I,667
400			-	3,5	-	2,333	2,333
630			I4,0	4,5	4,667	3,000	7,667
Контакторы переменного тока на номинальный ток А:							
до I50	К-2Т-К	3	-	4,0	-	2,667	2,667
300			-	5,0	-	3,333	3,333
600			I8,0	6,0	6,000	4,000	I0,000
Пакетные выключатели на номинальный ток, А:							
до 63	Т	0,25	-	I,5	-	6,000	6,000
I00			-	2,0	-	8,000	8,000
250			-	3,0	-	I2,000	I2,000
400			-	4,0	-	I6,000	I6,000
Командоаппараты кулачковые регулируемые с числом рабочих цепей:							
до 6	К-IIТ-К	4	9,0	3,0	2,250	8,250	I0,500
8			I4,0	5,0	3,500	I3,750	I7,250
I6			45,0	I6,0	II,250	44,000	55,250
24			52,0	I8,00	I3,000	49,500	62,500
Командоаппараты кулачковые нерегулируемые с числом рабочих цепей:							
до 6	К-IIТ-К	4	6,0	2,0	I,500	5,500	7,000
I0			9,0	3,0	2,250	8,250	I0,500
I3			I2,0	4,2	3,000	II,550	I4,550

Контроллеры кулачковые постоянного и переменного тока с сопротивлением для электродвигателей мощностью, кВт:							
до 25	К-IIТ-К	4	I5,0	5,0	3,750	I3,750	I7,500
45			I7,0	6,0	4,250	I6,500	20,750
65			I8,0	7,0	4,500	I9,250	23,750
80			2I,0	8,0	5,250	22,000	27,250
II0			25,0	8,0	6,250	22.000	28,250
Контроллеры магнитные крановые переменного тока для управления одним двигателем мощностью, кВт:							
6- 36	К-IIТ-К	4	30,0	I0,0	7,500	27,500	35,000
20 - I00			40,0	I4,0	I0,000	38,500	48,500
Командоконтроллеры с количеством цепей:							
6	К-IIТ-К	4	8,0	3,0	2,000	8,250	I0,250
I2			II,0	4,0	2,750	II,000	I3,750
Универсальные ключи и переключатели с числом секций:							
4	Т	0,25	-	0,4	-	I,600	I,600
8			-	0,4	-	I,600	I,600
I2			-	0,8	-	3,200	3,200
I6				I,0	-	4,000	4,000
Кнопки управления (на I0 шт.) с числом кнопок:							
2	Т	I	-	2	-	2,0	2,0

I	2	3	4	5	6	7	8
3	Т	I	-	3	-	3,0	3,0
Реостаты пусковые масляные для двигателей мощностью, кВт:							
500-700	К-IIТ-К	2	50,0	I8,0	25,000	99,000	I24,000
Расчеты возбуждения для генераторов низкого напряжения и зарядных генераторов мощностью, кВт:							
300	К-IIТ-К	2	I2,0	4,0	6,000	22,000	28,000
550			I5,0	5,0	7,500	27,500	35,000
840			I8,0	6,0	9,000	33,000	42,000
Муфты электромагнитные с передаваемым моментом, Н/м:							
I000	К-7Т-К	2	6,0	2,0	3,000	7,000	I0,000
I600			8,0	3,0	4,000	I0,500	I4,500
Муфты электромагнитные для дистанционного управления с моментом сцепления, Н/м:							
I,5 - 62	К-7Т-К	2	6,0	2,0	3,000	7,000	I0,000
98-244			7,0	2,I	3,500	7,350	I0,850
890-I570			9,0	2,7	4,500	9,450	I3,950
Электромагниты тормозные переменного тока с тяговым усилием, Н:							
350	К-7Т-К	2	I2,0	4,0	6,000	I4,000	20,000

700	К-7Т-К	2	I7,0	6,0	8,500	2I,000	29,500
II50			25,0	8,0	I2,500	28,000	40,500
I400			30,0	II,0	I5,000	38,500	53,500
Пункты распределительные силовые с числом установочных трехфазных автоматических выключателей, шт.:							
4	К-5Т-К	6	20,0	8,0	3,333	6,667	I0,000
6			30,0	I0,0	5,000	8,333	I3,333
8			40,0	I4,0	6,667	II,667	I8,334
I0			50,0	I6,0	8,333	I3,333	2I,666
I2			60,0	20,0	I0,000	I6,667	26,667
Щитки осветительные распределительные с числом автоматических выключателей, шт.:							
4	К-5Т-К	6	I4,0	5,0	2,333	4,I67	6,500
8			I8,0	6,0	3,000	5,000	8,000
I6			25,0	8,0	4,I67	6,667	I0,834
20			30,0	II,0	5,000	9,I67	I4,I67
30			35,0	I3,0	5,833	I0,833	I6,666
Приводы с магнитным усилителем трехфазные на номинальную мощность до I,5 кВт	К-IIТ-К	3	30,0	I2,0	I0,000	44,000	54,000
Электроосветительная арматура (I0 светильников) в нормальных помещениях							
- с одной лампой накаливания Т		2	-	2,5	-	I,25	I,25

Продолжение приложения 37

I	2	3	4	5	6	7	8
- с люминесцентными лампами с числом ламп до двух	Т	2	-	3,0	-	I,5	I,5
- то же с числом ламп четыре и более			-	4,0	-	2,0	2,0
- во взрывобезопасном исполнении	К-Т-К	I	I0,0	3,0	I0,0	3,0	I3,0
Электроосветительная арматура (I0 светильников) наружной установки							
- с одной лампой накаливания	Т	I	-	2,5	-	2,5	2,5
- с люминесцентными лампами с числом ламп до двух			-	3,0	-	3,0	3,0
- то же с числом ламп четыре и более			-	4,0	-	4,0	4,0

Приложение 38

Основные показатели системы планового ремонта
трансформаторных подстанций и распределительных устройств 6-10 кВ

Наименование оборудования	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час		
			капитальный	текущий	капитальный	текущий	всего
I	2	3	4	5	6	7	8
I. Распределительные устройства типа КСО-2УМ							
Ячейка ввода	К-5Т-К	3	71,0	5,5	23,67	9,17	32,84
Ячейки трансформатора напряжения-разрядника			49,1	5,5	16,37	9,17	25,54
Фидерная ячейка			71,0	5,5	23,67	9,17	32,84
Ячейка статических конденсаторов			54,6	4,2	18,20	7,00	25,20
Ячейка трансформатора собственных нужд			49,1	3,8	16,37	6,33	22,70
2. Передвижные чехословацкие подстанции 35/6 кВ на 4 отходящие линии							
на подстанцию	К-5Т-К	6	458,6	35,3	76,43	29,42	105,85
3. Подстанция комплектная типа ПКМП							
на подстанцию	К-5Т-К	6	148,5	11,4	24,75	9,5	34,25

I	2	3	4	5	6	7	8
	4. Подстанции комплектные типа ПТМБ						
Промышленные трансформаторные подстанции	К-5Т-К	6	I63,8	I2,6	27,30	I0,50	37,80
	5. Столбовые (мачтовые) трансформаторные подстанции						
На подстанцию	К-5Т-К	6	43,7	3,4	7,28	2,83	I0,II
	6. Станция управления скважинами, оборудованными электропогружными насосами						
На станцию	К-Т-К	2	63,0	25,0	3I,50	I2,50	44,00
	7. Станция управления глубинонасосными скважинами						
На станцию	К-3Т-К	2	24,9	I0,0	I2,45	I5,00	27,45

Приложение 39

Основные показатели системы планового ремонта электрических сетей, линий связи и заземляющих устройств

Наименование оборудования	Структура ремонтного цикла	Продолжительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час		
			капитальный	текущий	капитальный	текущий	всего
1	2	3	4	5	6	7	8
Кабельные линии напряжением до 10 кВ, проложенные в земле, на 1000 м сечением, мм^2							
16-32	К-Т-К	5	50	15	10,000	3,000	13,000
50-70			75	23	15,000	4,600	19,600
95-120			90	27	18,000	5,400	23,400
150-185			120	36	24,000	7,200	31,200
240			160	48	32,000	9,600	41,600
Кабельные линии напряжением до 10 кВ, проложенные по кирпичным и бетонным основаниям, на 1000 м, сечением мм^2:							
16-35	К-Т-К	5	60	18	12,000	3,600	15,600
50-70			95	30	19,000	6,000	25,000
95-120			110	35	22,000	7,000	29,000
150-185			150	45	30,000	9,000	39,000
240			200	60	40,000	12,000	52,000

1	2	3	4	5	6	7	8
Кабельные линии напряжением до 10 кВ, проложенные в непроходных каналах и трубах на 1000 м, сечением, мм²							
15–35	К-Т-К	5	80	24	16,000	4,800	20,800
50–70			120	36	24,000	7,200	31,200
95–120			145	45	29,000	9,000	38,000
150–185			190	55	38,000	11,000	49,000
240			250	75	50,000	15,000	65,000
Внутрицеховые силовые сети, проложенные в трубах, в чистых и сухих помещениях на 100 м провода с затягиванием одного провода сечением, мм²							
1,5–6	К-5Т-К	12	6	2	0,500	0,833	1,333
10–16			8	2,5	0,667	1,042	1,709
25–35			11	3,5	0,917	1,458	2,375
50–70			14	4,2	1,167	1,750	2,917
95–120			17	5	1,417	2,083	3,500
то же, с затягиванием двух проводов сечением, мм²							
1,5–6	К-5Т-К	12	9	3	0,157	1,250	1,407
10–16			11	3,5	0,917	1,458	2,375
25–35			14	4,2	1,167	1,750	2,917
50–70			20	6	1,667	2,500	4,167
95–120			25	7,4	2,083	3,125	5,208

То же, с затягиванием трех проводов сечением, мм²							
1,5–6	К-5Т-К	12	12	3,5	1,000	1,500	2,500
10–16			14	4,2	1,167	1,750	2,917
25–35			17	5,1	1,417	2,125	3,542
50–70			26	8	2,167	3,333	5,500
95–120			33	10	2,750	4,167	6,917
То же, с затягиванием четырех прово- сечением, мм²:							
1,5–6	К-5Т-К	12	16	5	1,333	2,083	3,416
10–16			18	6	1,500	2,500	4,000
25–35			22	7	1,833	2,917	4,750
50–70			32	9	2,667	3,750	6,417
95–120			41	12	3,417	5,000	8,417
Внутрицеховые силовые сети, проложен- ные в трубах, в помещениях с повышен- ной опасностью на 100 и провода с затя- гиванием одного провода сечением, мм²							
1,5–6	К-5Т-К	6	6	2	1,000	1,667	2,667
10–16			8	2,5	1,333	2,083	3,416
25–35			11	3,5	1,833	2,917	4,750
50–70			14	4,2	2,333	3,500	5,833
95–120			17	5	2,833	4,167	7,000
То же, с затягиванием двух проводов сечением, мм²:							
1,5–6	К-5Т-К	6	9	3	1,500	2,500	4,000
10–16			11	3,5	1,833	2,917	4,750

I	2	3	4	5	6	7	8
25-35	К-5Т-К	6	I4	4,2	2,333	3,500	5,833
50-70			20	6	3,333	5,000	8,333
95-I20			25	7,5	4,I67	6,250	I0,4I7
то же, с затягиванием трех проводов сечением, мм²:							
I,5-6	К-5Т-К	6	I2	3,6	2,000	3,000	5,000
I0-I6			I4	4,2	2,333	3,500	5,833
25-35			I7	5,I	2,833	4,250	7,083
50-70			26	8	4,333	6,667	II,000
95-I20			33	I0	5,500	8,333	I3,833
то же, с затягиванием четырех прово-сечением, мм²							
I,5-6	К-5Т-К	6	I6	5	2,667	4,I67	6,834
I0-I6			I8	6	3,000	5,000	8,000
25-35			22	7	3,667	5,833	9,500
50-70			32	9	5,333	7,500	I2,833
95-I20			4I	I2	6,833	I0,000	I6,833
Внутрицеховые силовые сети, проложенные изолированным проводом по кирпичным и бетонным основаниям, на I00 м провода сечением, мм²							
I,5-6	К-5Т-К	I2	I8	6	I,500	2,500	4,000
I0-I6			24	8	2,000	3,333	5,333
25-35			30	I0	2,500	4,I67	6,667
50-70			36	I2	3,000	5,000	8,000
свыше 70			45	I5	3,750	6,250	I0,000

Осветительные сети из кабеля, провода, шнура по кирпичным и бетонным основаниям на 100 м провода, сечением, мм²:							
2х1,5–4	К-5Т-К	12	20	6	1,667	2,500	4,167
3х2,5–4			25	8	2,083	3,333	5,416
То же, при скрытой проводке сечением, мм²:							
2х1,5–4			30	9	2,500	3,750	6,260
3х2,5–4			36	10	3,000	4,167	7,167
Открытие шинопроводы и шинопроводы на 10 м для тока, А:							
600	К-Т-К	6	8	2,3	1,333	0,383	1,716
1600			10	3	1,667	0,500	2,167
2400			13	3,7	2,167	0,617	2,784
4000			16	4,57	2,667	0,762	3,429
Воздушные линии напряжением до 1000 В на деревянных опорах на 1000 м одноцепного провода сечением, мм²							
до 35	К-9Т-К	10	30	9	3,000	8,100	11,100
50			40	12	4,000	10,800	14,800
70			50	15	5,000	13,500	18,500
95 и более			60	18	6,000	16,200	22,200
То же; на металлических и железобетонных опорах, мм²:							
до 35	К-4Т-К	15	20	6	1,333	1,600	2,933
50			30	9	2,000	2,400	4,400
70			40	12	2,667	3,200	5,867
95 и более			50	15	3,333	4,000	7,333

1	2	3	4	5	6	7	8
Воздушные линии напряжением 6 кВ на деревянных опорах, на 1000 м однолинейного провода	К-2Т-К	10	50	16,3	5,000	3,260	8,260
То же, на металлических и железобетонных опорах	К-6Т-К	20	33,13	11,3	1,656	3,390	5,046
Воздушная линия напряжением 35-110 кВ на железобетонных и металлических опорах на 1000 м однолинейного провода	К-6Т-К	20	105	35	5,250	10,500	15,750
Заземляющие проводники распределительные на 100 ед.оборудования подстанций, насосных, механических цехов и др.	К-4Т-К	6	105	35	17,500	23,330	40,830
Заземляющие проводники магистральные на 100 м	К-4Т-К	6	60	20	10,000	13,330	23,330
Заземляющие проводники воздушных линий электропередач на 100 опор	К-К	10	60	-	6,000	-	6,000

Приложение 40

Основные показатели системы планового ремонта аккумуляторных батарей

Наименование оборудования	Структура ремонтного цикла	Продолжительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.час		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.час		
			капитальный	текущий	капитальный	текущий	всего
1	2	3	4	5	6	7	8
Щелочные аккумуляторные батареи напряжением 12,5 В, емкостью, Ач:							
60-100	К-9Т-К	10	10	1,5	1,00	1,35	2,35
250-300			12	2	1,20	1,80	3,00
400-500			15	3	1,50	2,70	4,20
То же, напряжением 25 В, емкостью, Ач:							
60-100	К-9Т-К	10	20	4	2,00	3,60	5,60
250-300			24	4	2,40	3,60	6,00
400-500			30	5	3,00	4,50	7,50
То же, напряжением 32,5 В, емкостью, Ач:							
60-100	К-9Т-К	10	26	3	2,60	2,70	5,30
250-300			32	5	3,20	4,50	7,70
400-500			40	6	4,00	5,40	9,40
То же, напряжением 50 В, емкостью, Ач:							
60-100	К-9Т-К	10	40	6	4,00	5,40	9,42
250-300			48	7	4,80	6,30	11,10

I	2	3	4	5	6	7	8
400-500	К-9Т-К	I0	60	9	6,00	8,I0	I4,I0
Аккумуляторные батареи кислотные: типа СКиС с поверхностными положительными и отрицательными коробчатыми пластинами в стеклянных сосудах напряжением I2-24 В, емкостью, A_t:							
до 72	К-9Т-К	I0	I20	20	I2,00	I8,00	30,00
I44			I30	24	I3,00	2I,60	34,60
288			I40	30	I4,00	27,00	3I,00
432			I50	30	I5,0	27,00	42,00
То же, напряжением 48 В, емкостью, A_t:							
до 72	К-9Т-К	I0	I40	30	I4,00	27,00	4I,00
I44			I60	40	I6,00	36,00	52,00
288			I70	40	I7,00	36,00	53,00
432			I72	40	I7,50	36,00	53,50
То же, напряжением 60 В, емкостью, A_t:							
до 72	К-9Т-К	I0	I60	40	I6,00	36,00	52,00
I44			I75	40	I7,50	36,00	53,50
288			I80	40	I8,00	36,00	54,00
432			200	40	20,00	36,00	56,00
То же, напряжением II0 В, емкостью, A_t:							
до 72	К-9Т-К	I0	220	40	22,00	36,00	58,00
I44			250	50	25,00	45,00	70,00
288			270	55	27,00	49,50	76,50

432			290	60	29,00	54,00	83,00
То же, напряжением 220 В, емкостью, Ач:							
до 72	К-9Т-К	I0	360	70	36,00	63,0	99,00
I44			400	80	40,00	72,00	II2,00
288			460	90	46,00	8I,00	I27,00
432			500	I00	50,00	90,00	I40,00
Аккумуляторные батареи кислотные типа СН с намазными положительными и отрицательными пластинами в закрытых сосудах напряжением I2-24 В, емкостью, Ач:							
до 72	К-2Т-К	3	I20	20	40,00	I3,33	53,33
I44			I30	24	43,33	I6,00	59,33
288			I40	30	46,67	20,00	66,67
432			I50	30	50,00	20,00	70,00
То же, напряжением 48 В, емкостью, Ач: до 72	К-2Т-К	3	I40	30	46,67	20,00	66,67
I44			I60	40	53,33	26,67	80,00
288			I70	40	56,67	26,67	83,34
432			I75	40	58,33	26,67	85,00
То же, напряжением 60 В, емкостью, Ач:							
до 72	К-2Т-К	3	I60	40	53,33	26,67	80,00
I44			I75	40	58,33	26,67	85,00
288			I80	40	60,00	26,67	86,67
432			200	40	66,67	26,67	93,34

Продолжение приложения 40

1	2	3	4	5	6	7	8
То же, напряжением 110В, емкостью, Ач:							
до 72	К-2Т-К	3	220	40	73,33	26,67	100,00
144			250	50	83,33	33,33	116,66
288			270	55	90,00	36,67	126,67
432			290	60	96,67	40,00	136,67
То же, напряжением 220 В, емкостью, Ач:							
до 72	К-2Т-К	3	360	70	120,00	40,67	166,67
144			400	80	133,33	53,33	186,66
286			460	90	153,33	60,00	213,33
432			500	100	166,67	66,67	233,34

Приложение 41

Основные показатели системы планового ремонта конденсаторных установок и электропечей сопротивления

Наименование оборудования	Структура ремонтного цикла	Продолжительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час		
			капитальный	текущий	капитальный	текущий	всего
I	2	3	4	5	6	7	8
			Конденсаторные установки				
Установки конденсаторные для повышения коэффициента мощности напряжением до I0,5 кВ, мощностью, кВАр:							
до 80	К-7Т-К	8	30	I0	3,750	8,750	I2,500
I00			40	I4	5,000	I2,250	I7,250
250			60	20	7,500	I7,500	25,000
330			70	24	8,750	2I,000	29,750
400			80	28	I0,000	24,500	34,500
500			I00	35	I2,500	30,625	43,I25
750			I20	40	I5,000	35,000	50,000
I000			I40	50	I7,500	43,750	6I,250
Установки конденсаторные нерегулируемые для повышения коэффициента мощности напряжением 380 В на номинальную мощность, кВАр:							
I00	К-7Т-К	8	50	I5	6,250	I3,I25	I9,375
I50			70	20	8,750	I7,500	26,250

Продолжение приложения 4I

I	2	3	4	5	6	7	8
300			90	25	II,250	2I,875	33,I25
То же, регулируемые на номинальную мощность, кВАр							
75	К-7Т-К	8	60	I8	7,500	I5,750	23,250
I00			80	24	I0,000	2I,000	3I,000
300			I20	30	I5,000	26,250	4I,250
	Электропечи сопротивления						
до I5 кВт	К-5Т-К	2	6	20	I2,300	8,200	20,500
30 кВт	К-5Т-К	2	9	30	I8,450	I2,300	30,750
45 кВт	К-5Т-К	2	I2	40	24,600	I6,400	4I,000
60 кВт	К-5Т-К	2	I5	50	30,750	20,500	5I,250
75 кВт	К-5Т-К	2	I8	60	36,900	24,600	6I,500
90 кВт	К-5Т-К	2	20	70	4I,000	28,700	69,700
I00 кВт	К-5Т-К	2	27	90	55,350	36,900	92,250
II0 кВт и более	К-5Т-К	2	33	II0	67,650	45,I00	II2,750

Приложение 42

Основные показатели системы планового ремонта электросварочного оборудования

Наименование оборудования	Структура ремонтного цикла	Продолжительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час		
			капитальный	текущий	капитальный	текущий	всего
I	2	3	4	5	6	7	8
Работающие в стационарных условиях							
Сварочные трансформаторы на номинальный сварочный ток, А:							
I60	К-2Т-К	3	30	I0	I0,000	6,667	I6,667
250			35	I0	II,667	6,667	I8,334
3I5			40	I2	I3,333	8,000	2I,333
500			60	I8	20,000	I2,000	32,000
I000			90	27	30,000	I8,000	48,000
Однопостовые сварочные преобразователи на номинальный ток, А:							
I20	К-2Т-К	3	70	24	23,333	I6,000	39,333
300			80	28	26,667	I8,667	45,334
500			I20	40	40,000	26,667	66,667
I000			I80	60	60,000	40,000	I00,000

I	2	3	4	5	6	7	8
Многопостовые сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток,А:							
500	К-2Т-К	3	I60	55	53,333	36,667	90,000
I000			220	75	73,333	50,000	I23,333
Однопостовые сварочные выпрямители на номинальный сварочный ток, А:							
I25	К-2Т-К	3	70	24	23,333	I6,000	39,333
3I5			I00	35	33,333	23,333	56,666
500			I80	60	60,000	40,000	I00,000
630			220	80	73,333	53,333	I26,666
I000			250	90	83,333	60,000	I43,333
Многопостовые сварочные выпрямители на номинальный сварочный ток, А:							
I000	К-2Т-К	3	300	I00	I00,000	66,667	I66,667
I600			400	I40	I33,333	93,333	226,666
3000			550	I90	I83,333	I26,667	3I0,000
Реостаты балластные на 30 А			20	6	6,667	4,000	I0,667
Осциллятор			23	8	7,667	5,333	I3,000
			Передвижные				
Сварочные трансформаторы на номинальный сварочный ток, А:							
I60	К-3Т-К	I	30	I0	30,000	30,000	60,000
250			35	I0	35,000	30,000	65,000
3I5			40	I2	40,000	36,000	76,000

500			60	I8	60,000	54,000	II4,000
I000			90	27	90,000	8I,000	I7I,000
Однопостовые сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток, А:							
I20	К-3Т-К	I	70	24	70,000	72,000	I42,000
300			80	28	80,000	84,000	I64,000
500			I20	40	I20,000	I20,000	240,000
I000			I80	60	I80,000	I80,000	360,000
Многопостовые сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток, А:							
500	К-3Т-К	I	I60	55	I60,000	I65,000	325,000
I000			220	75	220,000	225,000	445,000
Сварочные генераторы постоянного тока для передвижных сварочных агрегатов на номинальный ток, А:							
I20	К-3Т-К	I	50	I7	50,000	5I,000	I0I,000
300			60	24	60,000	72,000	I32,000
500			80	28	80,000	84,000	I64,000
I000			I30	45	I30,000	I35,000	265,000
Однопостовые сварочные выпрямители на номинальный сварочный ток, А:							
I25	К-3Т-К	I	70	24	70,000	72,000	I42,000
3I5			I00	35	I00,000	I05,000	205,000
500			I80	60	I80,000	I80,000	360,000

Продолжение приложения 42

1	2	3	4	5	6	7	8
630	К-3Т-К	I	220	80	220,000	240,000	460,000
I000			250	90	250,000	270,000	520,000
Многопостовые сварочные выпрямители на номинальный сварочный ток, А:							
I000	К-3Т-К	I	300	I00	300,000	300,000	600,000
I600			400	I40	400,000	420,000	820,000
3000			550	I90	550,000	570,000	II20,000
Реостаты балластные на 30 А	К-3Т-К	I	20	6	20,000	I8,000	38,000
Осциллятор	К-3Т-К	I	23	8	23,000	24,000	47,000
Машины контактной электросварки обсадных и бурильных труб мощностью, кВА:							
I00	К-3Т-К	I	I40	50	I40,000	I50,000	290,000
I50			200	60	200,000	I80,000	380,000
I90			250	75	250,000	225,000	475,000
300			300	I00	300,000	300,000	600,000

Приложение 43

Основные показатели системы планового ремонта электрической части кранов, электрокран-балок и подъемников

Наименование оборудования, грузоподъемность, т	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час		
			текущий	капитальный	текущий	капитальный	всего
1	2	3	4	5	6	7	8
I. Работающие на переменном токе в запыленных помещениях							
а) краны мостовые электрические, крюковые							
5	К-2Т-К	3	80,6	I74,7	44,28	47,75	92,03
I0			I05,8	229,3	58,I3	62,67	I20,80
I5			II5,9	25I,2	63,67	68,66	I32,33
20-30			I6I,3	349,4	88,62	95,50	I84,I2
б) краны электрические консольно-поворотные							
0,5			20,2	43,7	II,09	II,95	23,04
I,5			22,7	49,I	I2,47	I3,42	25,89
2			37,8	8I,9	20,77	22,39	43,I6
3			50,4	I09,2	27,69	29,85	57,54
5			58,0	I25,6	3I,86	34,33	66,I9
в) тали электрические							
0,25-0,5			I0,I	2I,8	4,94	5,3I	I0,25
I			I5,I	32,8	8,30	8,96	I7,26
2			I7,6	38,2	9,67	I0,44	20,II
3-5			20,2	43,7	II,09	II,95	23,04

1	2	3	4	5	6	7	8
г) Электрокран-балки							
I	К-2Т-К	3	45,4	98,3	24,94	26,87	5I,8I
2			47,9	I03,7	26,3I	28,35	54,66
3			50,4	I09,2	27,69	29,85	57,54
5			52,9	II4,7	29,06	3I,35	60,4I
2. Работающие на переменном токе на открытых площадях							
а) краны мостовые электрические, крюковые							
5	К-5Т-К	3	80,6	I74,7	II0,37	47,75	I58,I2
I0			I05,8	229,3	I44,88	62,67	207,55
I5			II5,9	25I,2	I58,7I	68,66	227,37
20–30			I6I,3	349,4	220,88	95,5I	3I6,39
б) краны электрические консольно-поворотные							
0,5	К-5Т-К	3	20,2	43,7	27,66	II,95	39,6I
I,5			22,7	49,I	3I,09	I3,42	44,5I
2,0			37,8	8I,9	5I,77	22,38	74,I5
3,0			50,4	I09,2	69,02	29,85	98,87
5,0			58,0	I25,6	79,43	34,33	II3,76
в) тали электрические							
0,25–0,5			I0,I	2I,8	I3,83	5,96	I9,79
I			I5,I	32,8	20,68	8,96	29,64
2			I7,6	38,2	24,I0	I0,44	34,54
3–5			20,2	43,7	27,66	II,95	39,6I

г) электрокрепёжники

I	К-5Т-К	3	45,4	98,3	62,I7	26,87	89,04
2			47,9	I03,7	65,60	28,35	93,95
3			50,4	I09,2	69,02	29,85	98,87
5			52,9	II4,7	72,44	3I,35	I03,79
	3. Работающие на постоянном токе в защищенных помещениях						
5	К-2Т-К	3	II5,9	25I,2	63,67	68,66	I32,33
I0			I36,I	294,8	74,78	80,58	I55,36
I5			I46,2	3I6,7	80,32	86,57	I66,89
20			I96,6	425,9	I07,50	II6,42	223,92
30			I86,5	404,0	I02,47	II0,43	2I2,90
	4. Работающие на постоянном токе на открытых площадках						
5	К-5Т-К	3	II5,9	25I,2	I58,7I	68,66	227,37
I0			I36,I	294,8	I86,38	80,58	266,97
I5			I46,2	3I6,7	200,20	86,57	286,77
20			I96,6	425,9	269,22	II6,42	385,64
30			I86,5	404,0	255,40	II0,43	365,83

Приложение 44

Основные показатели системы планового ремонта средств электрической защиты от коррозии металлических трубопроводов

Наименование оборудования	Структура ремонтного цикла	Продолжительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость в расчете на год, чел.-час		
			текущий	капитальный	текущий	капитальный	всего
I	2	3	4	5	6	7	8
Станция катодной защиты (без линии электропередачи)	К-2ЗТ-К	I	2,3	29,5	52,8	29,5	82,4
Станция дренажной защиты (без кабеля)	К-2ЗТ-К	I	0,76	9,8	I7,5	9,8	27,3
Протекторные установки (на I0 штук)	К-5Т-К	5	0,23	2,9	0,23	0,6	0,83

Приложение 45

Нормы времени на ремонт основных узлов электропогружных установок

Выполняемая работа	Нормы времени на выполнение одной работы, чел.-час
1	2
1. Электроцентробежные насосы отечественного производства	
1. Разборка нижней секции	1,60
2. Сборка нижней секции	1,96
3. Разборка верхней секции	0,95
4. Сборка верхней секции	1,83
Всего на ремонт насосов (пп.1,2,3,4 и табл.1,2 § 26: мойка деталей насоса, сквозные работы по ремонту насосов)	
ЭЦН5-40-1400	35,65
ЭЦН5-80-1200	35,73
ЭЦН5-80-1550	44,54
ЭЦН5-130-1200	36,63
ЭЦН5-130-1400	43,73
ЭЦН5-200-800	30,97
ЭЦН5А-100-1350	34,15
ЭЦН5А-160-110	30,83
ЭЦН5А-160-1400	35,73
ЭЦН5А-160-1750	45,02
ЭЦН5А-250-800	24,41
ЭЦН5А-250-1000	41,90
ЭЦН5А-250-1400	35,64
ЭЦН5А-360-600	22,03
ЭЦН5А-360-700	21,78
ЭЦН5А-360-850	27,68
ЭЦН5А-360-1100	33,96
ЭЦН5А-500-800	30,54
ЭЦН6-100-1500	29,78
ЭЦН6-160-1450	33,30
ЭЦН6-250-1050	27,05

I	2
ЭЦН6-250-I400	32,53
ЭЦН6-250-I600	35,73
ЭЦН6-350-850	2I,35
ЭЦН6-350-II00	25,37
ЭЦН6-500-750	23,I3
ЭЦН6-700-II00	33 I8
ЭЦН6-I000-900	30,72
ЭЦН6-I400-800	34,22
ЭЦН6А-500-II00	30,92
ЭЦН6А-700-800	24,52
II. Центробежные насосы фирмы "Байрон-Джексон"	
А.Ремонт насосов	
I. Разборка секций	7,50
2. Сборка секций	I2,32
3. Смена текстолитовых шайб (I0 шайб)	2,I3
4. Мойка деталей ЭЦН	4,66
Б. Проверка новой секции (ревизия)	
	0,99
Всего на ремонт насоса фирмы "Байрон-Джексон"	27,60
III. Центробежные насосы фирмы "РЭДА" - 350, "РЭДА"-700	
I. Разборка секций: "РЭДА" - 350	5,53
"РЭДА"-700	4,47
2. Сборка секций: "РЭДА"-350	4,30
"РЭДА" -700	3,77
3. Мойка деталей ЭЦН	4,66
4. Смена текстолитовых шайб: "РЭДА" - 350	2,30
"РЭДА" - 700	I,63
Всего на ремонт насоса: "РЭДА"-350	I6,79
"РЭДА"-700	I4,53
IУ. Газосепаратор ЭЦН фирмы "РЭДА"	
I. Разборка газосепаратора: "РЭДА"-700	0,47
"РЭДА"-350	I,03

I	2
2. Сборка газосепаратора "РЭДА"-700	I,04
3. Мойка деталей газосепаратора "РЭДА"-350	I,75
Всего на ремонт газосепаратора: ЭЦН	I,29
фирмы "РЭДА" - 700	2,80
фирмы "РЭДА" - 350	4,07
У. Ремонт погружных электродвигателей типа ПЭД	
I. Разборка электродвигателя ПЭД-20-I03	I,44
ПЭД-28-I03	I,46
ПЭД-32-I03	I,46
ПЭД-40-I03	I,5I
ПЭД-45-I03	I,5I
ПЭД-45-II7	I,53
ПЭД-63-II7	I,58
ПЭД-65-II7	I,58
ПЭДС-90-II7	2,45
2. Разборка ротора	
ПЭД-20-I03	I,I8
ПЭД-28-I03	I,20
ПЭД-32-I03	I,20
ПЭД-40-I03	I,25
ПЭД-45-I03	I,25
ПЭД-45-II7	I,43
ПЭД-63-II7	I,52
ПЭД-65-II7	I,55
ПЭДС-90-II7	2,66
3. Разборка статора электродвигателя	
ПЭД-20-I03	4,32
ПЭД-28-I03	4,38
ПЭД-32-I03	4,38
ПЭД-40-I03	4,50
ПЭД-45-I03	4,32
ПЭД-45-II7	4,73
ПЭД-63-II7	4,97

I	2
ПЭД-65-II7	5,03
ПЭДС-90-II7	8,90
4. Сборка ротора электродвигателя	
ПЭД-20-I03	I,5I
ПЭД-28-I03	I,28
ПЭД-32-I03	I,28
ПЭД-40-I03	I,77
ПЭД-45-I03	I,77
ПЭД-45-II7	I,49
ПЭД-63-II7	I,86
ПЭД-65-II7	I,95
ПЭДС-90-II7	2,38
5. Сборка статора электродвигателя	
ПЭД-20-I03	I2,62
ПЭД-28-I03	I2,92
ПЭД-32-I03	I3,59
ПЭД-40-I03	I3,95
ПЭД-45-I03	I5,4I
ПЭД-45-II7	I7,6I
ПЭД-63-II7	I7,20
ПЭД-65-II7	23,64
ПЭДС-90-II7	35,I3
6. Сборка электродвигателя	
ПЭД-20-I03	2,38
ПЭД-28-I03	2,02
ПЭД-32-I03	2,04
ПЭД-40-I03	I,82
ПЭД-45-I03	2,30
ПЭД-45-II7	2,68
ПЭД-63-II7	2,62
ПЭД-65-II7	2,64
ПЭДС-90-II7	4,32
7. Испытание и обкатка электродвигателя	
ПЭД-20-I03	I,94
ПЭД-28-I03	2,0I
ПЭД-32-I03	2,37

I	2
ПЭД-40-I03	2,I9
ПЭД-45-I03	2,05
ПЭД-45-II7	2,I3
ПЭД-63-II7	2,33
ПЭД-65-II7	2,34
ПЭДС-90-II7	2,40
8. Разные работы при ремонте электродвигателей типа ПЭД (ш.I-20,27-32) § 70	
ПЭД-20-I03	I7,00
ПЭД-28-I03	I7,00
ПЭД-32-I03	I7,00
ПЭД-40-I03	I7,05
ПЭД-45-I03	I7,05
ПЭД-45-II7	I6,78
ПЭД-63-II7	I7,3I
ПЭД-65-II7	I7,3I
ПЭДС-90-II7	I6,98
Всего на капитальный ремонт электродвигателей типа ПЭД (ш.I-8)	
ПЭД-20-I03	42,39
ПЭД-28-I03	42,27
ПЭД-32-I03	43,32
ПЭД-40-I03	44,04
ПЭД-45-I03	45,66
ПЭД-45-II7	48,38
ПЭД-63-II7	49,39
ПЭД-65-II7	56,04
ПЭДС-90-II7	75,22
Всего на текущий ремонт электродвигателей типа ПЭД	
ПЭД-20-I03	I8,23
ПЭД-28-I03	I8,23
ПЭД-32-I03	I8,23
ПЭД-40-I03	I8,28
ПЭД-45-I03	I8,28
ПЭД-45-II7	I8,6I

I	2
ПЭД-63-II7	I8,6I
ПЭД-65-II7	I8,6I
ПЭДС-90-II7	I8,27
Ревизия электродвигателей типа ПЭД	
ПЭД-I03	I,39
ПЭД-II7	I,I0
ПЭДС-90-II7	2,24
УI. Ремонт погружных электродвигателей ПЭДП-500-375 В5; ПЭДП-700-375 В5	
I. Разборка электродвигателя	
ПЭДП 500-375 В5	9,99
ПЭДП 700-375 В5	I3,95
2. Разборка холодильника	
ПЭДП 500-375 В5	0,5I
ПЭДП 700-375 В5	0,70
3. Демонтаж обмотки статора	
ПЭДП 500-375 В5	3,5I
ПЭДП 700-375 В5	3,38
4. Чистка и смена деталей, ремонтные работы	
ПЭДП 500-375 В5	34,83
ПЭДП 700-375 В5	46,I0
5. Монтаж обмотки статора ПЭДП 500-375 В5	29,28
ПЭДП 700-375 В5	29,II
6. Сборка электродвигателя	
ПЭДП 500-375 В5	6,84
ПЭДП 700-375 В5	8,32
7. Опрессовка электродвигателя	
ПЭДП 500-375 В5	I,26
ПЭДП 700-375 В5	I,36
8. Сращивание выводных концов обмоток и жил.кабеля	
ПЭДП 500-375 В5	4,0I
ПЭДП 700-375 В5	4,0I
Всего на капитальный ремонт	
ПЭДП 500-375 В5	90,23

I	2
ПЭДП 700–375 В5	I06,93
Всего на текущий ремонт (пп.I, 4, 6)	
ПЭДП 500–375 В5	5I,66
ПЭДП 700–375 В5	68,37
Ревизия ПЭДП	I2,60
УП. Ремонт погружных электродвигателей фирмы "Байрон-Джексон"	
I. Разборка верхней секции ПЭД	6,23
2. Разборка нижней секции ПЭД	5,45
3. Монтаж обмотки статора электродвигателей верхней секции ПЭД	50,85
нижней секции ПЭД	55,26
4. Сборка верхней секции ПЭД	5,27
5. Сборка нижней секции ПЭД	5,26
6. Проверка работы ПЭД на испытательном стенде:	
верхняя секция	4,74
нижняя секция	4,57
7. Опрессовка секции ПЭД	0,67
8. Испытание изоляции провода для обмотки статора ПЭД	0,42
9. Промывка и просушка статора ПЭД	4,39
Всего на капитальный ремонт (пп.I-9)	I43,II
Всего на текущий ремонт (пп.I.2.4, 5, 6, 7)	32,I9
Ревизия двигателя	2,I8
УШ. Ремонт электродвигателей фирмы "РЭДА"	
I. Разборка: тип А	4,76
тип Б	4,90
2. Подготовка деталей к сборке:	
тип А	2,II
тип Б	2,I2
3. Сборка ротора:	
тип А	2,I5
тип Б	2,35
4. Сборка электродвигателя:	
тип А	2,76
тип Б	2,88

I	2
5. Испытание электродвигателя:	
тип А	0,89
тип Б	0,80
6. Мойка деталей ПЭД	4,32
Всего на капитальный ремонт: тип А	I6,99
тип Б	I7,37
Всего на текущий ремонт: тип А	6,84
тип Б	6,90
Ремонт протектора фирмы "Байрон-Джексон"	
I. Разборка протектора	I,85
2. Сборка протектора	2,53
3. Мойка деталей протектора	I,57
Итого на ремонт протектора	5,95
Ремонт протектора фирмы "РЗЛА"	
I. Разборка	4,68
2. Подготовка деталей к сборке	2,00
3. Сборка	3,36
4. Опрессовка	4,36
5. Мойка деталей протектора	I,57
Всего на ремонт протектора	I5,97
Ремонт гидрозащиты типа Г	
А. Ремонт протектора	
I. Разборка	I,I0
2. Ремонтные работы	0,43
3. Сборка	3,I9
Итого:	4,72
Б. Ремонт компенсатора	
I. Разборка	0,35
2. Ремонтные работы	0,I5
3. Сборка	I,44
Итого:	2,54
В. Испытание	0,95
Г. Правка вала	0,77

I	2
Всего на ремонт гидрозащиты типа Г	8,98
Ревизия гидрозащиты типа Г	I,87

Ремонт трансформаторов типа ТМПН

I. Разборка и дефектовка

I. Транспортировать трансформатор со стеллажа в мастерские на испытательную площадку	0,65
2. Определить параметры трансформатора, выявить неисправности с помощью электроизмерительных приборов лаборатории	2,40
3. Транспортировать трансформатор на площадку слива масла и опорожнить бак трансформатора	0,74
4. Транспортировать трансформатор с площадки слива масла, снять короб, снять изоляторы, колпаки переключателей, снять крышку трансформатора, разобрать воздухоосушитель	2,58
5. Отвернуть гайки, крепящие активную часть к баку, снять пластины. Поднять трансформатор на стол ремонта.	0,75
6. Промыть бак трансформатора трансформаторным маслом	I,33
Итого на разборку и дефектовку	8,45

II. Ремонт внемной части трансформатора без замены обмотки

I. Разобрать подвижную часть переключателя	0,66
2. Транспортировать внемную часть трансформатора на мойку, промыть, загрузить в печь, задать режим сушки, закрыть люк двери	2,48
3. Извлечь трансформатор с печи, транспортировать на ремонтный стол, затянуть стяжные болты магнитопровода. Замерить сопротивление изоляции, затянуть винты зажима выводных концов обмоток	2,I0
4. Собрать переключатель: автотрансформатор с двумя переключателями	0,70

I	2
5. Замерить омическое сопротивление обмоток на всех отпайках	0,75
6.Очистить и дефектовать прокладки резинотехнических изделий, крепежные детали	I,58
Итого на ремонт	8,27
III. Сборка трансформатора	
I. Опустить активную часть в бак и закрепить пластинами	0,53
2. Установить прокладку под крышку бака,смазать клеем поверхность прокладки, установить крышку, собрать переключатель, установить прокладки, изоляторы и затянуть гайки,установить короб на крышку трансформатора	3,75
3. Собрать воздухоосушитель	0,50
4. Отрегулировать маслоуказатель расширителя	0,45
5. Транспортировать трансформатор на заполнение маслом, заполнить маслом	0,24 0,73
6. Переместить трансформатор на испытательную площадку	
Итого на сборку трансформатора	6,20
IУ. Испытание трансформатора после ремонта	
I. Измерить сопротивление изоляции, омическое сопротивление обмоток	I,I5
2. Подключить трансформатор к силовым разъемам, снять характеристики холостого хода, определить коэффициент трансформации	I,50
3. Испытать повышенным напряжением обмотки трансформатора и определить сопротивление изоляции	0,50
4. Испытать диэлектрическую прочность трансформаторного масла	0,75
5. Заполнить протоколы испытаний и журнал, отсоединить кабели и провода от трансформатора	0,52

I	2
6. Транспортировать трансформатор на стеллаж готовой продукции	0,65
Итого на испытание	5,07
У. Очистка масла на маслоочистительных машинах ПСМ-3000	
I. Перекачка масла с мастерских в сепараторную (200 л)	0,60
2. Сушка и очистка трансформаторного масла до прочности	8,00
3. Ежедневное техническое обслуживание машин перед очисткой	I,I0
4. Замена фильтровальной бумаги на фильтр-прессе	4,50
5. Очистка барабана маслоочистительной машины	I8,00
Итого на очистку масла	32,20
УI. Дополнительные виды работ	
I. Изготовление резиновой манжеты воздухоосушителя	0,50
2. Разборка и сборка термосифонного фильтра	0,65
3. Замена прокладок под радиаторами	0,60
4. Изготовление картонных прокладок под изоляторы	0,30
5. Наружная очистка трансформаторов перед ремонтом	0,80
Итого по дополнительным видам работ	2,85
Всего на ремонт трансформатора	63,04

Приложение 46

Нормы времени на монтаж и демонтаж ЭПУ на скважине и транспортировку

Выполняемая работа	Норма времени на выполнение одной работы, бригадо-мин / чел.-мин
I	2
I. Монтаж	
а) установок отечественного производства:	
с гидрозащитой ГД	I46/292
с гидрозащитой К	I43/286

I	2
б) импортных установок:	
"РЭДА"-350	390/780
"РЭДА"-700	411/822
"Байрон-Джексон"	366/732
2. Демонтаж	
а) установок отечественного производства:	
с гидрозащитой ГД	87/174
с гидрозащитой К	76/152
б) импортных установок:	
"РЭДА"-350	213/426
"РЭДА"-700	230/460
"Байрон-Джексон"	207/414
3. Погрузка-выгрузка установки в комплекте	36/72
4. Транспортировка (сопровождение) ЭПУ на I км по местности:	
резко пересеченной	3,1/6,2
пересеченной	2,6/5,2
равнинной	2,0/4,0

Приложение 47

Нормы времени на обслуживание наземного электрооборудования скважин, оборудованных электропогружными насосами

Выполняемая работа	Норма времени, чел.-час	Кол-во работ в год на I скв.	Норма времени на годовой объем работ на I скв., чел.-час
I	2	3	4
I. Запуски по заявкам			
I. Осмотр технического состояния технологического оборудования:	0,37		
трубопроводов			
манометров			
показаний приборов			

I	2	3	4
2. Осмотр технического состояния электрооборудования выше границ раздела:	0,35		
ВД-6 кВ			
силового трансформатора			
рубильника			
3. Осмотр внешнего состояния наземного оборудования: станции управления (СУ) трансформатора ТМП	I,4		
4. В случае неудовлетворительной работы установки, узлов, приборов, выяснить неисправности, устранить	0,33		
Итого:	2,45	4	9,80
II. Проверка после запуска			
I. Установить колышки, уложить кабель	0,72		
2. Проверка изоляции в СУ	0,50		
3. Проверка трансформатора	0,36		
4. Подбор напряжения и установка защиты без подачи напряжения	0,50		
5. Проверка подачи установки по перепаду давления и подборка напряжения и определения вращения после ЭМЦ	I,I3		
6. Окончательная проверка и настройка защиты СУ по рабочему току	I,67		
Итого:	4,88	3	I4,64
III. Текущий ремонт			
I. Проверка исправности корпуса (шкафа), исправности блокировочных и запорных устройств	0,I2		
2. Проверка исправности сети заземления	0,I2		
3. Проверка исправности крепления крышек приборов и реле, их частоты, наличия и исправности пломб, состояния контактов, маркировки проводов, исправности клеммных сборок	0,46		
4. Зачистка контактов, проверка работы подвижных частей, приборов, подтяжка контактов, клеммных колодок	0,72		

I	2	3	4
5. Проверка наличия шума при включенном реле	0,42		
6. Проверка исправности электрической проводки	0,I3		
7. Проверка выполнения аппаратурой СУ заложенных функций	0,37		
8. Крепление плакатов, возобновление надписей по ТБ	0,45		
9. Наведение чистоты и порядка вокруг СУ	I,49		
Итого:	4,28	2,0	8,56
IУ. Запуск после ПРС			
I. Установка колышков под кабель, укладка кабеля	0,65		
2. Проверка состояния фонтанной арматуры	0,I5		
3. Проверка сопротивления изоляции, разделка кабеля, проверка звезды	0,I2		
4. Проверка работоспособности СУ и ТМП, подбор напряжения под тип установки	0,I2		
5. Разделка кабеля, подключение кабеля к СУ, запуск установки	0,78		
6. Определение вращения установки (ожидание слива, ожидание подачи)	2,I6		
7. Окончательная настройка защиты по рабочему току и запись данных о работе установки	0,48		
Итого:	4,46	I,0	4,46
У. Замена наземного оборудования			
I. Замена станции управления			
I. Погрузить станцию управления на машину	0,33		
2. Разгрузить станцию управления на подставку и закрепить болтами	0,48		
3. Отключить напряжение с ТП с видимыми разрывами	0,25		
4. Вывесить плакаты на отключенных рубильниках. Снять заднюю стенку корпуса СУ, отвернуть 3 жилы питающего кабеля. Отвернуть 3 жилы кабеля, идущего на трансформатор	0,40		

I	2	3	4
5. Отвернуть 3 жилы кабеля, идущего от трансформатора (повышенное напряжение), отвернуть 3 жилы кабеля, идущего на ПЗД, отвернуть заземляющую шину от корпуса СУ	0,40		
6. Вытащить все кабели из станции управления. Поставить заднюю стенку	0,27		
7. Вытащить СУ из будки вручную, застропить и погрузить СУ на машину	0,48		
8. Взять вновь привезенную СУ и произвести подключение кабеля в обратной последовательности	2,68		
Итого:	5,29	0,3	I,59
2. Замена трансформатора			
I. Погрузка трансформатора на машину	0,32		
2. Разгрузить трансформатор на скважине, установить на подставку, закрепить болтами	0,50		
3. Отключить напряжение	0,I0		
4. Отвернуть зажимы питающего кабеля	0,I0		
5. Отвернуть 3 жилы кабеля со стороны повышенного напряжения	0,I0		
6. Отвернуть заземляющую шину	0,05		
7. Застропить трансформатор и погрузить на машину	0,20		
8. Взять вновь привезенный трансформатор и произвести подключение кабелей в обратной последовательности	0,43		
9. Проверить и добавить трансформаторное масло в бак трансформатора	0,I8		
I0. Установить переключатели в необходимые положения	0,I2		
II. Подать напряжение на трансформатор и проверить величину выходного напряжения	0,20		
Итого:	2,30	0,3	0,69
3. Подготовка кабеля для обвязки станции управления и трансформатора			
I. Снять броню на расстоянии 300–400 мм	0,33		
2. Снять противогнилостную ткань с открытого конца кабеля	0,I0		
3. Снять полиэтиленовый общий шланг	0,I6		

I	2	3	4
4. Очистить жилы кабеля от полиэтиленовой изоляции на расстоянии 70–100 мм	0,I8		
5. Зачистить оголенные жилы наждачной бумагой и произвести их скрутку	0,22		
6. Заделать оголенные жилы под баст или зажимы (для обвязки наземного оборудования требуется разделать шесть концов кабеля)	0,I8		
Итого:	I,I7	0,3	0,35I
Всего на замену наземного оборудования:	8,77	0,3	2,63I
УI. Вывозка и обвязка оборудования на скважинах			
I. Погрузить СУ и ТМП на машину	0,46		
2. Разгрузить оборудование и установить на подставке	0,35		
3. Закрепить оборудование на подставке болтами	0,32		
4. Подготовка шести концов кабеля для обвязки	I,36		
снять броню на расстоянии 300–400 мм			
снять противогнилостную ткань с открытого конца кабеля			
снять шланги с жил кабеля			
очистить жилы кабеля от диэлектрической резины на расстоянии 70–100 мм			
зачистить оголенные жилы наждачной бумагой и произвести их скрутку			
заделать оголенные жилы под зажимы			
5. Обвязать СУ и ТМП между собой	I,22		
6. Подключить питающий кабель	0,32		
7. Подключить УКИ	0,98		
8. Затягивание клеммных и болтовых соединений цепи управления	0,I8		
9. Подтяжка болтовых соединений силовой цепи	0,82		
Итого:	5,96	0,33	I,97
УП. Наладка наземного оборудования			
I. Подготовить инструмент зарядить и проверить пломбы	0,22		

I	2	3	4
2. Осмотр станции управления:	0,45		
снять показания ПЭД по амперметру, напряжения по вольтметру, сопротивление изоляции по УКП			
наличие и исправность заземления			
состояние контактов реле, аппаратов первичной и вторичной цепи			
наличие и исправность ограждений, блокировок, надписей			
крепление аппаратов, приборов, реле			
соответствие электроизмерительных приборов, трансформаторов тока, ТМП для данного типа УЭДН			
замер напряжения, подаваемого на ПЭД			
проверка изоляции системы "кабель-ПЭД"			
3. Осмотр силовых трансформаторов ТМП:	0,I8		
внешнее состояние трансформаторов, нагрев корпуса, наличие масла в расширителе, состояние отходящих и вводных кабелей, состояние изоляторов, наличие и исправность заземления, состояние маслоуплотнительных соединений, соответствие положения отпайки напряжению, подаваемому на ПЭД, состояние микагель-индикатора			
4. Осмотр кабеля:			
состояние брони, укладки на стойки опоры, наличие плакатов	0,I7		
5. Испытание станции управления:	4,83		
снятие характеристик токовых реле	0,62		
снятие характеристик реле времени	I,0		
снятие характеристик промежуточных реле	0,78		
снятие вольт-амперных характеристик трансформаторов тока	0,70		
проверка срабатывания УКП	0,03		
чистка, подтяжка контактов	0,45		
замена неисправных приборов, аппаратов реле	0,58		
проверка защиты первичным током на рабочих установках	0,32		
измерение сопротивления изоляции силовой части и вторичной коммутации защиты	0,I7		

I	2	3	4
замер сопротивления постоянным током "кабель-ПЭД"	0,I8		
6. Испытание трансформаторов:	I,27		
отбор пробы масла на диэлектрическую прочность и доливка масла	0,I2		
измерение сопротивления изоляции обмоток ВН-НН	0,I3		
замер омического сопротивления обмоток (постоянному току)	0,32		
измерение коэффициента трансформации;	0,I3		
замена селикагель-индикатора	0,25		
подтяжка болтов и чистка изоляторов	0,32		
7. Измерение сопротивления растекания заземлителей	0,32		
Итого:	7,44	I	7,44
Всего:			49,50I

Приложение 48

Нормы времени на подготовку технологической жидкости (соленой воды)

Выполняемая работа	Единица измерения	Норма времени на единицу измерения, чел.-час
I. Приготовление технологической жидкости;		
вскрытие мешков с солью, размывка соли напором воды в нижней емкости, перекачка жидкости из нижних емкостей по второму циклу при необходимости увеличения концентрации технологической жидкости	I м^3	0,I3
2. Замер удельного веса технологической жидкости ареометром	I замер	0,I3
3. Перекачка готовой технологической жидкости:		
включение насоса, открытие задвижки для перекачки готовой технологической жидкости, наблюдение за перекачкой жидкости из нижних емкостей в буллиты	I м^3	0,07
4. Заправка автоцистерн. Открытие задвижки у буллита с готовой технологической жидкостью, наблюдение за заполнением автоцистерны	I м^3	0,07
5. Очистка отстойника лопатой	I очистка	0,93

Приложение 49

Основные показатели системы планового ремонта контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации

Наименование контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации, тип и марка	Структура ремонтного цикла	Трудоемкость одного ремонта, чел/час			Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел/час			
		текущий	средний	капитальный	текущий	средний	капитальный	всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Приборы для измерения давления								
Датчик давления кодовый ДДК-6М	К-2Т-С-К	2,6	3,85	8,2	5,2	3,85	8,2	17,25
Датчик давления токовый ВНР МИНИТРАН: ПЭ-55М: 3I5I0-00I-0; ЕР-РЗ	К-2Т-С-К	3,I	4,6	9,8	6,2	4,6	9,8	20,6
Регулятор давления РД,ВВ	К-Т-К	I,4	-	I,6	I,4	-	I,6	3,00
Редуктор давления с фильтром РДФ-3	К-Т-К	0,6I	-	I,68	0,6I	-	I,68	2,29
Тягомер дифференциальный жидкостный ТДЖ-I(2); ТМ-3; ТНЖ	К-Т-К	0,35	-	I,5I	0,35	-	I,5I	I,86
Редуктор давления воздуха РДВ,ВНР	К-Т-К	0,4	-	I,27	0,4	-	I,27	I,67
Манометры								
Манометр с электрической передачей МЭД-2309	К-Т-К	I,32	-	4,02	I,32	-	4,02	5,34
Манометр самопишущий ИСТМ-4I0, МТ-4I0, 6I0	К-Т-К	2,I6	-	3,02	2,I6	-	3,02	5,I8
Манометр самопишущий с трубчатой пружиной МТС-7I0, МТС-712	К-Т-К	0,73	-	2,08	0,73	-	2,08	2,8I

I	2	3	4	5	6	7	8	9
Манометр типа ЭКМ-4	К-3Т-К	0,6	-	I,29	I,8	-	I,29	3,09
ВЭ-I6 рб	К-3Т-К	0,69	-	I,89	2,07	-	I,89	3,96
Манометры общего назначения ОБМ, МОП-I60	К-Т-К	0,26	-	0,52	0,26	-	0,52	0,78
Манометр пружинный с пневматическим выходным сигналом МП-П-2; МС-III; МС-П2. МС-III8	К-Т-К	2,77	-	4,35	2,77	-	4,35	7,I2
Манометр воздушный МТ-60, МТ-I(2,3)	К-Т-К	0,22	-	0,46	0,22	-	0,46	0,68
Манометр специального назначения для точных измерений МТИ/I2I2	К-Т-К	0,35	-	0,88	0,35	-	0,88	I,23
Приборы для измерения количества, расхода и уровня								
Датчик предельного уровня ДПУ-ДМ	К-6Т-С-К (24 мес.)	0,7	3,8	5,4	2,45	I,9	2,7	7,05
Дифманометр ДМ-420, ДМ-620	К-Т-К	2,97	-	8,92	2,97	-	8,92	II,89
Дифманометр пневматический компенсационный ДМПК-I00, ДМПК-I00А, ДМ-II2(ЭНР)	К-Т-К	2,04	-	5,87	2,04	-	5,87	7,9I
Дифманометр сильфонный самопишущий ДСС-712М	К-Т-К	4,22	-	I2,79	4,22	-	I2,79	I7,0I
Дифманометр сильфонный самопишущий ДСС-7I0Н	К-Т-К	3,5I	-	I0,63	3,5I	-	I0,63	I4,I4
Дифманометр сильфонный показывающий с интегратором ДСП-780М	К-Т-К	3,44	-	8,9	3,44	-	8,9	I2,34

Дифманометр мембранный ДМ-4564, ДМ-3566	К-Т-К	2,I9	-	6,64	2,I9	-	6,64	8,83
Диафрагмы дисковые и камерные ДД, ДКН до I00 мм	К-Т-К	0,4I	-	I,23	0,4I	-	I,23	I,64
от I00 до 200 мм		0,4I	-	I,64	0,4I	-	I,64	2,05
Регулятор уровня поплавковый РУПФ	К-6Т-С-К (24 мес.)	I,44	2,75	3,92	4,32	I,37	I,96	7,65
РУПШ, ЕНП-I0 ФЛИТ		I,52	3,I	4,43	4,56	I,5	2,2	8,26
Дифманометр самопишущий ДСС-734	К-Т-К	5,03	-	I5,28	5,03	-	I5,28	20,3I
Ротаметр типа РС, МОМ	К-Т-К	0,I2	-	0,82	0,I2	-	0,82	0,94
Суммирующий прибор КРЗ-IIII	К2Т-С-К (24 мес)	3,79	7,75	9,I8	3,79	3,9	4,59	I2,28
Дифманометр сильфонный показывающий с сигнальным устройством ДСП-778	К-Т-К	5,I7	-	I5,5	5,I7	-	I5,5	20,67
Регулятор электронный уровня раздела фаз РУФ № 2	К-6Т-С-К (24 мес.)	I,07	2,87	4,I	3,2I	I,44	2,05	6,7
Счетчик нефти системы "НОРД": турбинный преобразователь:	К-2Т-С-К	3,I4	3,3	4,7	6,28	3,3	4,7	I4,28
ДУ-250	К-2Т-С-К	3,77	3,95	5,64	7,54	3,95	5,64	I7,I3
ДУ-300	К-2Т-С-К	4,I3	4,35	6,2I	8,26	4,35	6,2I	I8,82
ДУ-400	К-2Т-С-К	4,55	4,78	6,82	9,I	4,78	6,82	20,7
магнитно-индукционный датчик	К-К	-	-	3,69	-	-	3,69	3,69
блок пересчета	К-2Т-С-К	I,34	I0,9I	I5,97	2,68	I0,9I	I5,97	29,56

Продолжение приложения 49

I	2	3	4	5	6	7	8	9
блок питания	К-2Т-С-К	3,3	6,46	7,65	6,6	6,46	7,65	20,7I
термометр сопротивления	К-К	-	-	I,23	-	-	I,23	I,23
анализатор влажности нефти ВН-2М	-	-	-	-	-	-	-	-
датчик измерительный ДВ-И	К-3Т-К	0,7	-	3,85	2,I	-	3,85	5,95
емкость эталонная	К-Т-К	0,93	-	3,55	0,93	-	3,55	4,48
измеритель емкости автомат АИЕ-I	К-2Т-С-К (24 мес.)	I,43	II,53	I6,47	I,42	5,77	8,23	I5,42
Счетчик нефти системы "Турбокварт":								
турбинный преобразователь								
ДУ-I00	К-2Т-С-К	I,88	4,7I	6,7I	3,76	4,7I	6,7I	I5,I8
ДУ-200	-"-	2,07	5,I7	7,38	4,I4	5,I7	7,38	I6,69
ДУ-250	-"-	2,27	5,69	8,I2	4,54	5,69	8,I2	I8,35
ДУ-300	-"-	2,5	6,26	8,27	5,0	6,26	8,27	I9,53
ДУ-400	-"-	2,75	6,88	9,82	5,5	6,88	9,82	22,2
вторичный прибор Кор-МасI, "Солартрон"	-"-	I4,54	46,56	46,54	29,08	46,56	73,I4	I48,78
Кор-МасII	-"-	4,87	I5,5	24,35	9,74	I5,5	24,35	49,59
влагомер "Акваинол", "Камко"	-"-	I,3	8,07	I5,35	2,6	8,07	I5,35	26,02
плотномер "Денситон", "Солартрон"	-"-	I,08	6,72	I2,8	2,I6	6,72	I2,8	2I,68
солемер "ИОН-Н"-2	-"-	2,8	20,66	29,52	5,6	20,66	29,52	55,78
Система "Кор-Вол" ВНР								
уровномер	К-6Т-С-К (24 мес.)	2,56	8,45	I2,05	7,68	4,23	6,02	I7,93
селектор ВНР	К-2Т-С-К (24 мес)	2,84	I5,09	2I,6	2,84	7,54	I0,8	2I,I8
центральный вызовной индикатор ВНР	-"-	2,84	I5,09	2I,6	2,84	7,54	I0,8	2I,I8

Пульт управления "Кор-Вол" ВНР	К-2Т-С-К	2,84	20,99	29,8	2,84	I0,49	I4,9	28,23
Уровнемер УДУ-5М	К-2Т-С-К	2,2	7,83	II,I8	4,4	7,83	II,I8	23,4I
Контрольно-сигнальная аппаратура, сигнализаторы								
Аппаратура контрольно-сигнальная АВКС-ІМ								
- пьезоакселератор ПА-І6--І7І06	К-3Т-К	0,066	-	0,4I	0,20	-	0,4I	0,6I
- вторичный прибор УВ-І6-70	К-2Т-С-К	I,24	3,I3	4,48	2,48	3,I3	4,48	I0,09
- блок питания ЭТ-ПІ00°С	К-2Т-С-К (24 мес.)	I,25	5,56	7,94	I,25	2,78	3,97	8,00
- блок питания ЭТ-П500°С	-"-	I,37	6,03	8,6I	I,37	3,0I	4,3I	8,69
Датчик пожарной сигнализации ДПС-038	К-2Т-С-К	0,I5	2,8	3,43	0,30	2,8	3,43	6,53
ТРВ-2, ВНР 5020-0	-"-	0,37	2,43	3,48	0,74	2,43	3,48	6,65
Пульт контроля и сигнализации ПКС-2	-"-	2,84	I5,I	2I,57	5,68	I5,I	2I,57	42,35
Сигнализатор взрывобезопасной концентрации СВК, "Сигнальник"								
блок датчика	-"-	0,88	3,04	4,3	I,76	3,04	4,3	9,I
вторичный прибор	К-2Т-С-К	I,3	4,47	6,39	2,6	4,47	6,39	I3,46
Сигнализатор падения давления СПДМ, СПДИ	К-2Т-С-К	I,02	I,I5	I,6	2,04	I,I5	I,6	4,79
Сигнализатор уровня электронный МЭСу-ІВ	-"-	0,57	0,86	I,23	I,I4	0,86	I,23	3,23
Сигнализатор уровня жидкости СУЖ-І, СУЖ-Іс, СУЖ-2, ДУЖ	-"-	I,I5	7,4	I0,6	2,3	7,4	I0,6	20,3

I	2	3	4	5	6	7	8	9
Сигнализатор уровня утечки с поплавком СУ-4	К-2Т-С-К	0,63	I,26	I,8	I,25	I,26	I,8	4,3I
Сигнализатор уровня электрический ЭРСУ-2,3	К-2Т-С-К	0,98	2,0I	2,87	I,96	2,0I	2,87	6,84
Исполнительные механизмы								
Исполнительный механизм промежуточный ПНО-О	К-Т-К	3,46	-	8,6I	3,46	-	8,6I	I2,07
Клапан регулирующий малогабаритный МРК ПР-I	К-Т-К	0,98	-	2,46	0,98	-	2,46	3,44
Клапан регулирующий с условным диаметром:								
до 50 мм (ИРК, КР, МРК4)	К-Т-К	I,07	-	2,46	I,07	-	2,46	3,53
от 50 до I25 мм (25СЧ, 8НЖ)	-"-	I,I9	-	3,28	I,I9	-	3,28	4,47
от I25 до 200 мм (25С50НЖ)	-"-	I,6I	-	4,I	I,6I	-	4,I	5,7I
свыше 200 мм (25С32НЖ, 25С3НЖ)	-"-	I,67	-	4,92	I,67	-	4,92	6,59
Клапан с условным диаметром УКС, МИС, МКС, УКН								
до I25 мм (ДКС, КСП-4)	К-Т-К	2,24	-	2,87	2,24	-	2,87	5,II
свыше I25 мм	К-Т-К	2,73	-	3,28	2,73	-	3,28	6,0I
Исполнительный механизм гидравлический ГИМ-2ДН, ГИМ-I2	К-Т-К	2,54	-	7,28	2,54	-	7,28	9,82
Пневматические приборы								
Прибор вторичный регистрирующий ПВ10-I9	К-Т-К	3,95	-	8,2	3,95	-	8,2	I2,I5
Регулятор РП3-2I,-22, 020I-0, ПР3-3I,-95	К-Т-К	I,7	-	7,08	I,7	-	7,08	8,78

Регулятор ПРІ,5; ПР-І,6	К-Т-К	І,07	-	2,87	І,07	-	2,87	3,94
Приборы для контроля и регулирования температуры								
Аппаратура контроля температуры на термисторах КТТ-І	К-2Т-С-К	0,97	9,І	І3,04	І,94	9,І	І3,04	24,08
Прибор для измерения температуры МИНИТАК	К-2Т-С-К	3,67	6,94	9,92	7,34	6,94	9,92	24,2
Прибор контроля температуры АИН								
датчик температуры ТНЕ-3	К-К	-	-	І,64	-	-	І,64	І,64
блок сигнализации І92рДАК	К-2Т-С-К	0,4	0,53	2,8І	0,8	0,53	2,8І	4,І4
блок питания І92рККСК	К-2Т-С-К	0,36	0,75	2,98	0,72	0,75	2,98	4,45
Преобразователи (нормирующие) ПТ-ТП-62, ПП-СП-ІИ	К-2Т-С-К	5,66	8,36	ІІ,89	ІІ,32	8,36	ІІ,89	3І,57
Потенциометр электронный регулирующий ЭПР-І09, ЭМР-І09	К-2Т-С-К	6,73	ІІ,97	І7,І4	І3,46	ІІ,97	І7,І4	42,57
Регулятор температуры РТ-25	К-2Т-С-К	0,68	І,67	2,09	І,36	І,47	2,09	4,92
Термометр сопротивления ТСМ6095, 5071, ТСМ	К-К(24 мес)	-	-	І,23	-	-	0,62	0,62
Термопара группы ТКА-3, ХК, ХА	-"-	-	-	0,4І	-	-	0,2І	0,2І
Термометр сопротивления ТСП-309, ТСП-І75, ТСП-І85	К-2Т-С-К	І,92	4,65	6,64	3,84	4,65	6,64	І5,І3
Термометр ТГС-7ІІ, 7І2, ТПГ-СК, ТПГ-І80, ТТ-2С, І44ШКП, 2І83-00	К-2Т-С-К	2,59	5,44	7,78	5,І8	5,44	7,78	І8,4

I	2	3	4	5	6 6	7	8	9
Термометр манометрический электроконтактный показывающий с парожидкостным наполнением ЭКТ-IВ	К-2Т-С-К	I,68	3,62	5,I7	3,36	3,62	5,I7	I2,I5
Потенциометр самопишущий с электрическим регулятором КСП-2-005, КСП2-0I6	К-2Т-С-К	5,4	II,48	I6,4	I0,8	II,48	I6,4	38,68
Самостоятельные системы автоматики и отдельные ее элементы								
Вентиль игольчатый ВИ	К-Т-К	0,I9	-	0,4I	0,I9	-	0,4I	0,60
Мост самопишущий с дополнительными устройствами КСМ2-024	К-2Т-С-К	4,48	9,43	I3,45	8,96	9,43	I3,45	3I,84
КСМ2-03, КСМ2-070	К-2Т-С-К	5,8I	I2,I4	I7,29	II,62	I2,I4	I7,29	4I,05
Пробоотборник автоматический АП-3М, АМ-I00								
клапанное устройство КУ-I	К-2ОТ-С-К (24 мес.)	0,6	0,75	I,07	6,00	0,38	0,54	I,52
редуктор давления жидкости		0,4I	0,63	0,9	4,I	0,3I	0,45	4,86
генератор импульсов	- " -	I,23	3,27	4,7	I2,3	I,64	2,35	I6,29
емкость для пробы	- " -	0,29	-	0,57	2,9	-	0,29	3,I9
шкаф	К-К (24 мес.)		-	0,I6	-	-	0,08	0,08
Прибор командный электропневматический КЭП	К-2Т-С-К	I,48	4,67	6,64	2,96	4,67	6,64	I4,27
Прибор с дифференциально-трансформаторной измерительной схемой КСД3	К-2Т-С-К	6,64	I0,9	I5,58	I3,28	I0,9	I5,58	39,76

Щиты, шкафы, панели автоматики (всех типов)	К-4Т-2С-К (24 мес.)	3,85	3,03	4,35	7,70	3,03	2,I8	I2,9I
Электроуправляемая пишущая машинка ЭУМ-23	К-2Т-С-К (24 мес)	2,95	I5,5	I7,2	2,95	7,75	8,6	I9,3
"Целлатрон"	-"-	3,54	I8,6	20,7	3,54	9,3	I0,35	23,I9
Алфавитно-цифровые печатающие устройства типа 24II2 (А522-5/1)	Техн.обсл. I раз в неделю	2,87	-	-	2,87	-	-	2,87
Автомат контроля пламени АКП-П, "Сигнал", "Пламя"	К-Т-К	0,503	-	5,27	0,50	-	5,27	5,77
Блок питания БПС, БП, всех видов	К-2Т-С-К (24 мес)	0,67	I,5	4,68	0,67	0,75	2,34	3,76
Кнопка управления К-03; ВНР; ГДР	К-К	-	-	0,3	-	-	0,3	0,3
Переключатель универсальный ВНР, УП, АК-I3	К-К	-	-	I,2	-	-	I,2	I,2
Потенциометр электронный ЭПП-09М2, КСМ-2, КСУ-I	К-2Т-С-К	5,5	II,64	I6,68	II,00	II,64	I6,68	39,32
Реле времени ВС-I0-34; ВС-I0-64	К-Т-К	0,I6	-	I,64	0,I6	-	I,64	I,80
Реле времени РДЦ-6I; РПВ-2М	К-2Т-С-К	I,34	I,5I	2,I6	2,68	I,5I	2,I6	6,35
Реле типа МКУ-48, ПЭ-6, КД, ПЭ-2I, РПУ-I,2, РН-94, ПЭ-5, ВНР КР IIШ	К-Т-К	0,47	-	0,82	0,47	-	0,82	I,29
Регулятор электронный РПИК, РПИБ	К-2Т-С-К	I,72	3,44	4,92	3,44	3,44	4,92	II,8
Усилитель транзисторный УТ	К-Т-К	I,07	-	I0,82	I,07	-	I0,82	II,89

x Длительность ремонтного цикла - I год.

Основные показатели системы автоматизации и

Наименование оборудования, приборов	Тип, марка,	Количество ремонтов (обслуживаний) за один год			
		ТО	Т	С	К
I	2	3	4	5	6
I. Стойка автоматики	ЦНС	I2	6	0,56	0,28
2. Датчик утечки сальников		I2	6	-	0,I4
3. Поточный влагомер	УВН-2МС				
3.I. Емкостной датчик		24	0,4	-	0,666
3.2. Блок питания		I2	2	0,666	0,333
3.3. Блок измерения		24	4	I	0,333
4. Поточный влагомер	Фотон				
4.I. Измерительный преобразователь		24	4	0,666	0,333
4.2. Блок управления		24	4	0,666	0,333
4.3. Блок регистрации		I2	24	0,8	0,4
4.4. Узел подготовки пробы (двигатель, клапан)		260	4	0,666	0,333
4.5. Нормирующий преобразователь	НП-I-IМ	24	4	I,0	0,333
5. КТС ЛИИС					
5.I Учетное устройство	2, 2М	260	I2	0,4	0,2
5.2. Устройство ввода буквенно-цифровой информации на печать ЭУМ-23		260	I2	0,4	0,2
5.3. Перфоратор ленточный	ПЛ-80	48	I2	0,4	0,2
6. Инерционный магнитный выключатель	ИМВ-IМ	I2	2	-	0,666
7. Переключатель скважин	ПСМ-4	24	4	I	0,333
8. Устройство регулирования расхода		I2	2	0,666	0,333
9. Блок местной автоматики		24	4	I	0,333
I0. Устройство телемеханики	ТМ-600М	260	I2	2	0,333
II. Аппаратура контролируемых пунктов системы телемеханики ТМ-600М		24	4	0,4	0,2
I2. Устройство телемеханики	ТМ-300	260	I2	2	0,333
I3. Блок управления индикации	БУИ	I2	4	0,666	0,333

планового ремонта средств измерений, телемеханизации

Трудоемкость выполнения ремонтов (обслуживаний), чел.-час				Трудоемкость ремонтов (обслуживаний) в расчете на год, чел.-час.				
ТО	Т	С	К	ТО	Т	С	К	Всего
7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5
0,98	5,75	44,24	II0,78	II,76	34,50	24,77	3I,02	I02,05
0,33	I,38	-	9,82	3,96	8,28	-	I,37	I3,6I
0,33	I,58	-	3,7I	7,92	0,63	-	2,47	II,02
0,60	I,05	2,53	5,96	7,20	2,I0	I,68	I,98	I2,96
0,6I5	I,I7	4,49	8,72	I4,76	4,68	4,49	2,90	26,83
I,28	2,34	8,99	I7,38	30,72	9,36	5,99	5,79	5I,86
0,98	2,98	9,43	54,97	23,52	II,92	6,28	I8,3I	60,03
0,53	4,54	9,I0	I3,78	6,36	I08,96	7,28	5,5I	I28,II
I,64	2,87	8,2	I4,76	426,40	II,48	5,46	4,92	448,26
0,64	I,I7	4,49	8,72	I5,36	4,68	4,49	2,90	27,43
2,46	6,56	I4,76	82,0	639,60	78,72	5,90	I6,40	740,62
0,4I	I,64	4,I0	9,84	I06,60	I9,68	I,64	I,97	I29,89
0,4I	I,64	4,92	9,84	I9,68	I9,68	I,97	I,97	43,30
0,37	I,II	-	5,33	4,44	2,22	-	3,55	I0,2I
0,754	4,24	5,26	6,06	I8,I0	I6,96	5,26	2,02	42,34
0,33	I,56	2,79	3,48	3,96	3,I2	I,86	I,I6	I0,I0
0,66	I,80	4,26	I0,25	I5,84	7,20	4,26	3,42	30,72
6,56	I3,I2	39,36	4I0	I705,6	I57,44	78,72	I36,53	2078,29
I,64	3,28	I3,I2	I9,68	99,36	I3,I2	5,25	3,94	6I,67
6,56	26,24	65,60	738,00	I705,60	3I4,88	I3I,20	245,75	2397,43
0,98	2,98	9,43	54,97	II,76	II,92	6,28	I8,3I	48,27

22*-3617

Приложение 5I

Нормы времени на остеклование, покрытие бакелитовыми лаками и эпоксидными смолами насосно-компрессорных труб

Выполняемая работа	Единица измерения	Норма времени на единицу измерения, чел.-час
I	2	3
I. Мойка труб		
Собрать трубы в пачку, поднять тельфером, подогнать к ванне и опустить пачку в ванну, открыть задвижки и пустить в ванну пар (одна пачка 25 труб по 8 м=200м)	200 м	0,270
Поднять пачку тельфером из ванны, дать стечь жидкости из труб, повторить мойку 4 раза, после проверки уложить пачку на стеллаж	200 м	0,500
Итого на мойку	I м	0,0038
2. Калибровка труб	I м	0,025
3. Покрытие труб эпоксидными смолами		
Разгрузка труб на стеллажи		
Пропарка одной трубы		
Просушка в печи (пучком 25 труб)		
Очистка пескоструйным аппаратом		
Укладка на тележку		
Просушка, нагрев		
Заливка смолой через воронку		
Просушка		
Итого на покрытие эпоксидными смолами	I м	0,I76
4. Остеклование труб		
Подноска труб в цех, отжиг в печи, укладка обожженых насосно-компрессорных труб на рольганг печи		
Продувка труб сжатым воздухом с одновременным простукиванием кувалдой		
Стыковка и запайка стеклодрота, зарядка труб, подача их в печь для остеклования, остеклование труб нагревом в печи		
Продувка остеклованных труб сжатым воздухом		
Укладка остеклованных труб на стеллаж		
Итого на остеклование	I м	0,2I0

I	2	3
5. Покрытие труб бакелитовыми лаками		
Подготовка насосно-компрессорных труб к пескоструйной обработке		
Подноска с просеиванием вручную кварцевого песка для пескоструйки		
Подноска вручную к бункеру кварцевого песка и его загрузка		
Очистка насосно-компрессорных труб пескоструйкой		
Поднятие очищенных насосно-компрессорных труб в шахту		
Получение материалов, приготовление и поднятие компауда в шахту		
Покрытие насосно-компрессорных труб компаудом		
Снятие насосно-компрессорных труб из шахты и укладка на стеллаж готовой продукции с маркировкой и навертыванием муфты		
Итого:	I м	0,I77

Приложение 52

Сбор и сдача металлолома

(нормы выработки и сдельные расценки на переработку, погрузку и выгрузку вторичных черных металлов для предприятий и управлений "Вторчермет".- М.: I977)

Наименование работ	Единица измерения	Объем работ	Норма времени на единицу измерения, чел.-час	Трудоемкость разделки I00 т металлолома, чел.-час
Разделка металлолома огневой резкой	т	I00	I,0	I00,0

Приложение 53

Погрузка и разгрузка оборудования, материалов

("ЕНВ на транспортно-такелажные работы в нефтяной промышленности".- М.:ЦНИИнефть, 1982, § I, 2, II)

Вес I места оборудования, материалов, тонн	Объем работ, тонн	Нормы времени на погрузку (разгрузку) I т оборудования, материалов, чел.час			Трудоемкость погрузки (разгрузки) I000 т оборудования, материалов, чел.час		
		автомобильными кранами	тракторными кранами	вручную: погрузка разгрузка с укладкой	автомобильными кранами	тракторными кранами	вручную: погрузка разгрузка с укладкой
До I	I000	-	-	0,30/0,24			26I/209
I	-"-	0,I5	0,22	-	I30,5	I9I	-
3	-"-	0,I0	0,I0	-	87	87	-
5	-"-	0,08	0,07	-	70	6I	-
I0	-"-	0,04	0,05	-	35	43,5	-
I5	-"-	-	0,04	-	-	35	-
20	-"-	-	0,03	-	-	26	-
25	-"-	-	0,03	-	-	26	-

Приложение 54

Расчет трудоемкости сопровождения грузов в пути

Наименование способа перевозки	Вес оборудования, материалов, тонн	Объем работ	Грузоподъемность, тонн	Расстояние, км	Скорость, км/час	Состав звена, чел.	Трудоемкость сопровождения I000 т грузов на I0 км пути в чел.час
Автомашиной	До I	I000	5	I0	25	I	I60
	Свыше I	I000	5	I0	25	2	320
Трайлером	Свыше 5	I000	20	I0	I5	2	I33
Трактором на лафетах	Свыше 5	I000	20	I0	6	2	333

С О Д Е Р Ж А Н И Е

ОБЩАЯ ЧАСТЬ .....

Раздел I. НОРМАТИВНАЯ ЧАСТЬ

I. Обслуживание наземного оборудования скважин и другого оборудования, "привязанного" к скважинам

Таблица I. Обслуживание наземного оборудования одной скважины действующего фонда (без переходов).... 5

Таблица 2. Специфические и сезонные работы при эксплуатации скважин, характерные для отдельных нефтяных районов 5

Таблица 3. Обслуживание установок для депарафинизации скважин, спуск и подъем скребка 8

Таблица 4. Обслуживание групповой установки для сбора и замера жидкости (ГЗНУ, ГЗУ типа "Спутник").... I0

Таблица 5. Обслуживание индивидуальной установки для сбора и замера жидкости, обслуживание насоса откачки жидкости из мерника установки I0

Таблица 6. Обслуживание дозаторных установок (емкостью 200 л)..... II

Таблица 7. Обслуживание центральных трапных установок II

Таблица 8. Обслуживание нефтяного колодца II

Таблица 9. Обслуживание контрольных, пьезометрических и бездействующих скважин I2

Таблица I0. Обслуживание отдаленных и неуправляемых фонтанных скважин I2

Таблица II. Переходы (переезды) операторов по добыче нефти и газа I3

Таблица I2. Обслуживание диспетчерского пункта (ДП) I3

Таблица I3. Обслуживание телемеханизированных объектов дежурными операторами по добыче нефти, прикрепленными к диспетчерскому пункту (ДП) I3

II. Сбор, подготовка и перекачка нефти

Таблица I4. Обслуживание резервуаров, насосов, емкостей, запорной арматуры, внутренних трубопроводов и др. оборудования центральных, головных, промежуточных парков I4

Таблица I5. Отбор проб нефти из резервуаров I5

Таблица I6. Обслуживание оборудования насосных станций по перекачке нефти, подтоварных и канализационных вод, водоснабжения, дожимных насосных станций I5

Таблица I7. Обслуживание оборудования установок для подготовки нефти I6

Таблица I8. Обслуживание оборудования ловушечного хозяйства.. I7

Таблица I9. Обслуживание оборудования установки по очистке нефтяных сточных вод для использования в системе заводнения I8

Таблица 20. Очистка технологических резервуаров и отстойников I8

III. Поддержание пластового давления

Таблица 2I. Обслуживание оборудования насосной станции по закачке рабочего агента (воды) в пласт и насосной водоснабжения I8

Таблица 22. Обслуживание блочной кустовой насосной станции (БКНС) по закачке воды в пласт I9

Таблица 23. Обслуживание установки по поддержанию пластового давления типа УЭЦП I9

Таблица 24. Обслуживание диспетчерского пункта (ДП) и телемеханизированных насосных станций I9

Таблица 25. Обслуживание оборудования водоочистной станции и лаборатории по контролю качества воды 20

Таблица 26. Обслуживание нагнетательных скважин 20

Таблица 27. Обслуживание скважин водозабора 2I

Таблица 28. Обслуживание водораспределительных, газо-,воздухораспределительных будок (ВРБ, ГРБ) 2I

IУ. Замер дебита, отбор проб и исследование скважин

Таблица 29. Замер дебита скважин, отбор проб жидкости и газа, переходы, переезды при замере дебита и отборе проб 22

Таблица 30. Исследование нефтяных, нагнетательных, контрольных и пьезометрических скважин и переходы (переезды) при исследовании скважин 23

У. Обслуживание оборудования и объектов по сбору и утилизации газа

Таблица 3I. Обслуживание оборудования и объектов по сбору попутного газа 3I

Таблица 32. Обслуживание оборудования пункта сбора и сепарации газа и вымораживающей установки 3I

Таблица 33. Обслуживание оборудования компрессорной станции 32

Таблица 34. Обслуживание регенерационных установок 33

УI. Ремонт эксплуатационного оборудования

Таблица 35. Ремонт наземного оборудования скважин, установок для депарафинизации скважин и установок для сбора, замера жидкости 33

Таблица 36. Ремонт глубинных насосов 34

Таблица 37. Ремонт насосов 35

Таблица 38. Ремонт компрессоров 4I

Таблица 39. Ремонт технологического оборудования установок для подготовки нефти 45

Таблица 40. Ремонт технологических резервуаров 49

Таблица 4I. Ремонт водопровода, газопровода и нефтепровода.. 49

Таблица 42. Ремонт оборудования и объектов по сбору и утилизации газа 50

Таблица 43. Ремонт теплотехнического оборудования 50

Таблица 44. Ремонт дымососов и вентиляторов 56

Таблица 45. Ремонт оборудования, применяемого при подземном (текущем) и капитальном ремонтах скважин 58

Таблица 46. Ремонт грузоподъемного оборудования 59

Таблица 47. Ремонт двигателей внутреннего сгорания 60

Таблица 48. Ремонт регенерационных установок 60

Таблица 49. Ремонт лабораторного оборудования 6I

Таблица 50. Ремонт металлорежущих станков 62

УП. Обслуживание и ремонт электрооборудования

Таблица 5I. Обслуживание дизельных электростанций 63

Таблица 52. Обслуживание электрических подстанций 63

Таблица 53. Обслуживание электрооборудования установок комплексной подготовки нефти 63

Таблица 54. Строительство и демонтаж линий электропередач кабельных линий, линий связи и трансформаторных подстанций 64

Таблица 55. Ремонт электродвигателей 65

Таблица 56. Ремонт силовых трансформаторов 76

Таблица 57. Ремонт электрических аппаратов высокого напряжения 78

Таблица 58. Ремонт электрических аппаратов напряжением до 1000 В 8I

Таблица 59. Ремонт трансформаторных подстанций и распределительных устройств 6-10 кВ 86

Таблица 60. Ремонт электрических сетей, линий связи и заземляющих устройств 88
Таблица 61. Ремонт аккумуляторных батарей 92
Таблица 62. Ремонт конденсаторных установок и электропечей сопротивления 95
Таблица 63. Ремонт электросварочного оборудования 97
Таблица 64. Ремонт электрической части кранов, электрокранбалок и подъемников 100
Таблица 65. Ремонт средств электрической защиты от коррозии металлических трубопроводов 102
Таблица 66. Электролабораторные работы 103
УШ. Ремонт электропогружных установок
Таблица 67. Ремонт основных узлов электропогружных установок.. 103
Таблица 68. Монтаж и демонтаж ЭПУ на скважине и транспортировка..... 105
Таблица 69. Обслуживание наземного электрооборудования скважин, оборудованных электропогружными насосами ... 106
IX. Подземный (текущий) ремонт скважин (ПРС)
Таблица 70. Подготовка скважин к подземному (текущему) ремонту 107
Таблица 71. Примерное соотношение между числом основных и подготовительных бригад в подземном (текущем) ремонте скважин 107
Таблица 72. Подземный (текущий) ремонт скважин 107
X. Капитальный ремонт скважин (КРС)
Таблица 73. Подготовка скважин к капитальному ремонту 108
Таблица 74. Примерное соотношение между числом основных и подготовительных бригад в капитальном ремонте скважин 108
Таблица 75. Капитальный ремонт скважин 109
Таблица 76. Подготовка технологической жидкости (соленой воды) 109
XI. Обслуживание и ремонт средств и систем автоматизации и телемеханизации
Таблица 77. Укрупненные нормативы численности на обслуживание и ремонт средств и систем автоматизации и телемеханизации, установленных на скважинах, групповых установках, объектах подготовки, перекачки нефти, поддержания пластового давления, пароводоснабжения, внутрипромыслового сбора и использования попутного газа 110
Таблица 78. Элементные нормативы численности на обслуживание и ремонт средств и систем автоматизации и телемеханизации, установленных на скважинах,

групповых установках, объектах подготовки, перекачки нефти, поддержания пластового давления, пароводоснабжения, внутрипромыслового сбора и использования попутного газа 113

Таблица 79. Монтаж и наладка средств автоматизации и телемеханизации 147

Таблица 80. Централизованный ремонт средств автоматизации и КИП, подготовка производства 148

XII. Пароводоснабжение

Таблица 81. Обслуживание оборудования котельной 148

Таблица 82. Подготовка воды в котельной 148

Таблица 83. Обслуживание хлораторных установок 149

Таблица 84. Обслуживание насосных станций водоснабжения, канализации, водоочистных станций, водогазовоздухораспределительных будок 149

XIII. Производство лабораторных работ

Таблица 85. Обслуживание лабораторий резервуарных парков..... 149

Таблица 86. Производство лабораторных работ 150

XIУ. Прочие работы

Таблица 87. Остеклование, покрытие бакелитовыми лаками и эпоксидными смолами насосно-компрессорных труб 163

Таблица 88. Изготовление металлоконструкций 164

Таблица 89. Сбор и сдача металлолома 164

Таблица 90. Погрузочно-разгрузочные работы 164

Таблица 91. Сопровождение грузов 165

Таблица 92. Уборка производственных помещений 165

Таблица 93. Уборка служебных и бытовых помещений 166

Таблица 94. Ремонт производственных помещений 166

Таблица 95. Ремонт спецодежды и спецобуви 167

Таблица 96. Складские работы 167

Раздел II. МЕТОДИКА РАСЧЕТА НОРМАТИВОВ ЧИСЛЕННОСТИ 168

Раздел III. УКАЗАНИЯ О ПОРЯДКЕ РАСЧЕТА НОРМАТИВНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ 187

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение I. Нормы времени на обслуживание наземного оборудования скважин 190

Приложение 2. Нормы времени на выполнение специфических и сезонных работ, характерных для отдельных нефтяных районов 198

Приложение 3. Нормы времени на обслуживание установки для депарафинизации скважин 200

Приложение 4. Нормы времени на спуск и подъем скребка различными установками для депарафинизации скважин 202

Приложение 5. Нормы времени на обслуживание групповой установки для сбора и замера жидкости 203

Приложение 6. Нормы времени на обслуживание индивидуальной установки для сбора и замера жидкости 205

Приложение 7. Нормы времени на откачку жидкости из мерника 206

Приложение 8. Нормы времени на обслуживание дозаторной установки (вместимостью 200 л) 207

Приложение 9. Нормы времени на обслуживание нефтяного колодца 207

Приложение 10. Нормы времени на обслуживание контрольных, пьезометрических и бездействующих скважин 208

Приложение 11. Нормы времени на переходы (переезды) одного километра 209

Приложение 12. Нормы времени на отбор проб нефти из резервуаров 210

Приложение 13. Нормы времени на обслуживание нагнетательных скважин 210

Приложение 14. Нормы времени на замер дебита скважин, отбор проб жидкости и газа 212

Приложение 15. Нормы времени на исследование нефтяных, нагнетательных, контрольных и пьезометрических скважин 213

Приложение 16. Нормы времени на обслуживание оборудования и объектов по сбору попутного газа 222

Приложение 17. Основные показатели системы планового ремонта наземного оборудования скважин и установок для депарафинизации скважин 223

Приложение 18. Нормы времени на работы, выполняемые при текущем ремонте наземного оборудования скважин 224

Приложение 19. Нормы времени на ремонт групповых и индивидуальных установок для сбора, замера жидкости 228

Приложение 20. Нормы времени на ремонт глубинных насосов 229

Приложение 21. Основные показатели системы планового ремонта насосов 233

Приложение 22. Основные показатели системы планового ремонта технологического оборудования установок для подготовки нефти 241

Приложение 23. Основные показатели системы планового ремонта технологических резервуаров 248

Приложение 24. Основные показатели системы планового ремонта водопровода, газопровода и нефтепровода 248

Приложение 25. Основные показатели системы планового ремонта теплотехнического оборудования 249

Приложение 26. Основные показатели системы планового ремонта дымососов и вентиляторов 256

Приложение 27. Основные показатели системы планового ремонта оборудования, применяемого при подземном (текущем) и капитальном ремонтах скважин 259

Приложение 28. Основные показатели системы планового ремонта грузоподъемного оборудования 260

Приложение 29. Основные показатели системы планового ремонта двигателей внутреннего сгорания 261

Приложение 30. Трудоемкость капитального ремонта дизеля типа В2-300 262

Приложение 31. Основные показатели системы планового ремонта и нормы времени на ремонт металлорежущих станков 266

Приложение 32. Строительство и демонтаж линий электропередач 6 кВ 267

Приложение 33. Строительство и демонтаж линий связи 273

Приложение 34. Основные показатели системы планового ремонта электродвигателей 275

Приложение 35. Основные показатели системы планового ремонта силовых трансформаторов 285

Приложение 36. Основные показатели системы планового ремонта электрических аппаратов высокого напряжения 288

Приложение 37. Основные показатели системы планового ремонта электрических аппаратов напряжением до 1000 В .. 292

Приложение 38. Основные показатели системы планового ремонта трансформаторных подстанций и распределительных устройств 6-10 кВ 299

Приложение 39. Основные показатели системы планового ремонта электрических сетей, линий связи и заземляющих устройств 301

Приложение 40. Основные показатели системы планового ремонта аккумуляторных батарей 307

Приложение 41. Основные показатели системы планового ремонта конденсаторных установок и электропечей сопротивления 311

Приложение 42. Основные показатели системы планового ремонта электросварочного оборудования 313

Приложение 43. Основные показатели системы планового ремонта электрической части кранов, электрокранбалок и подъемников 317

Приложение 44. Основные показатели системы планового ремонта средств электрической защиты от коррозии металлических трубопроводов..... 320

Приложение 45. Нормы времени на ремонт основных узлов электропогружных установок 321

Приложение 46. Нормы времени на монтаж и демонтаж ЭПУ на скважине и транспортировку 331

Приложение 47. Нормы времени на обслуживание наземного электрооборудования скважин, оборудованных электропогружными насосами 332

Приложение 48. Нормы времени на подготовку технологической жидкости (соленой воды) 338

Приложение 49. Основные показатели системы планового ремонта контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации 339

Приложение 50. Основные показатели системы планового ремонта средств измерений, автоматизации и телемеханизации 348

Приложение 51. Нормы времени на остеклование, покрытие бакелитовыми лаками и эпоксидными смолами насосно-компрессорных труб 350

Приложение 52. Сбор и сдача металлолома 351

Приложение 53. Погрузка и разгрузка оборудования, материалов... 352

Приложение 54. Расчет трудоемкости сопровождения грузов в пути 352

gost.e-ecolog.ru