

**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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель Министра
нефтяной промышленности СССР

 Н.И. Кархалов

"10" август 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.Репьев

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

Технический редактор Е.Ю.Лулева
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 630 экз. Цена 4р.19к. Заказ 357/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 обору 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 человеком в смену, применяется коэффициент 1,6.

Нормативная численность рассчитывается на виды работ, выполняемые силами НГДУ. Если отдельные виды работ выполняются другими организациями (ЦБПО, УПНПКРС, 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

Т а б л и ц а 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.

Т а б л и ц а 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
	1	

A. Специфические работы

Для скважин с интенсивным отложением парафина

I. Участие оператора в пропаривании арматуры, выкидной линии и графа от парафина (после проведения ПРС и КРС и перед покраской)

0,046 I

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 Для скважин с интенсивным отложением песка	0,073			5
6. Участие оператора в промывке выкидной линии от песка	0,026			6
7. Подготовка скважины для промывки от песчаной пробки Для скважин с большим газовым фактором	0,043			7
8. Продувка газовой линии на скважине	0,006			8
9. Снижение давления газа в затрубном пространстве	0,004			9
10. Зажигание газового факела (на скважине, СУ, АГЗУ)	0,003			10
11. Разрядка газового шлейфа и затрубного пространства при остановке газлифтной скважины	0,018			11
12. Участие оператора в перезапуске газлифтной скважины	0,011			12
13. Ликвидация гидратных пробок в газопроводе газлифтной скважины	0,055			13
<u>Б. Сезонные работы</u>				
1. Участие оператора в очистке территории от снега, планировке с помощью спецтехники	0,022			14
2. Участие оператора в очистке подъездных путей к скважине, замерной установке с помощью спецтехники	0,082			15
3. Очистка настила арматурной площадки от снега вручную	0,009			16
4. Очистка от снега подходов к ГЗУ "Спутник" вручную	0,018			17
5. Прополка травы на обваловке групповой установки - 4 раза в год	0,088			18
6. Скашивание травы вокруг объекта (скважина, групповая установка - 1 раз в год)	0,073			19

Продолжение табл. 2

I	!	2	!	3
7. Очистка устья скважин от песчаных заносов вручную	0,036			20
<u>В. Общие работы</u>				
1. Замена настила арматурной площадки (после проведения КРС и ПРС)	0,023			21
2. Ремонт настила арматурной площадки	0,014			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	0,041			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

Т а б л и ц а 3

Обслуживание установок для депарафинизации скважин,
спуск и подъем скребка

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

Глубина на спуска скреб- ка, м	Норматив численности									Номер норма- тива
	Спустить и поднять скребок при помощи ручной лебедки			Спустить и поднять скребок при помощи полуавтоматической установки			Спустить и поднять скребок при помощи автоматической установки			
	реже I раз за в сутки	I раз в сутки	I раз в смену	реже I раз за в сутки	I раз в сутки	I раз в смену	реже I раз за в сутки	I раз в сутки	I раз в сме-ну	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	II
А. Лифт остеклованный										
100	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	0,0091	0,0091	0,0052	0,0065	0,0091	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	0,0103	0,0062	0,0074	0,0100	0,0062	0,0074	0,0100	6
700	0,0082	0,0089	0,0110	0,0064	0,0077	0,0102	0,0064	0,0077	0,0102	7
800	0,0089	0,0096	0,0117	0,0066	0,0079	0,0105	0,0066	0,0079	0,0105	8
900	0,0096	0,0103	0,0123	0,0069	0,0081	0,0107	0,0069	0,0081	0,0107	9
1000	0,0102	0,0110	0,0130	0,0071	0,0084	0,0109	0,0071	0,0084	0,0109	10

Б. Лифт неостеклованный

100	0,0220	0,0228	0,0248	0,0229	0,0241	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	0,0091	12
300	0,0425	0,0432	0,0453	0,0300	0,0312	0,0338	0,0055	0,0067	0,0093	13
400	0,0527	0,0534	0,0555	0,0335	0,0348	0,0374	0,0057	0,0069	0,0095	14
500	0,0629	0,0636	0,0657	0,0370	0,0383	0,0409	0,0059	0,0072	0,0098	15
600	0,0731	0,0736	0,0759	0,0406	0,0419	0,0444	0,0062	0,0074	0,0100	16
700	0,0834	0,0841	0,0862	0,0442	0,0444	0,0480	0,0064	0,0077	0,0102	17
800	0,0936	0,0943	0,0964	0,0477	0,0490	0,0510	0,0066	0,0079	0,0105	18
900	0,1038	0,1046	0,1066	0,0513	0,0526	0,0551	0,0069	0,0081	0,0107	19
1000	0,1140	0,1148	0,1168	0,0548	0,0561	0,0587	0,0071	0,0084	0,0109	20
	а	б	в	г	д	е	ж	з	и	

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

Т а б л и ц а 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
1. ГЗНУ		
а) телемеханизированной	0,0577	1
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 - 1,42, в три смены - 1,85.

Т а б л и ц а 5

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

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

Выполняемая работа	Единица измерения	Нормативы численности	Номер норматива
1	2	3	4
Обслуживание индивидуальной установки для сбора и замера жидкости:			
телемеханизированной	I уст.	0,0044	1
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: 1. При производственной необходимости обслуживания нетелемеханизированной установки в две или три смены к нормативам

численности применяются коэффициенты: для обслуживания в две смены - 1,25, три смены - 1,55.

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.

Т а б л и ц а 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	0,014	1
Нетелемеханизированные	0,020	2

Т а б л и ц а 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	1	1
10-18	2	2
19-30	3	3
31-35	4	4

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

Т а б л и ц а 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	1
С электроприводом	0,0006	2

Т а б л и ц а 9

Обслуживание контрольных, пьезометрических
и бездействующих скважин

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении 10.

Скважины	! Нормативы численности на скважину	! Номер норматива
Контрольные и пьезометрические	0,0018	1
Бездействующие	0,0014	2

Т а б л и ц а 10

Обслуживание отдаленных и неуправляемых
фонтанных скважин

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

Примечания: 1. При обслуживании отдаленной скважины дополнительная численность рабочих по уходу за насосами по отпачке 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.

Т а б л и ц а 11

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 !	! телемеханизированных !	! телемеханизированных !	! телемеханизированных !	
	! 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.

Т а б л и ц а 12

Обслуживание диспетчерского пункта (ДП)

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

Т а б л и ц а 13

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

Т а б л и ц а 14

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	
1	2	3	4	5	6
До 3	Независимо от объема	Независимо от емкости	1	-	1
4-5	До 1	То же	1	-	2
	1 и более	До 12	1	-	3
		от 12 до 30	2	-	4
6-8	1 и более	30 и более	2	1	5
		Независимо от емкости	1	-	6
		До 6	1	-	7
		от 6 до 30	2	-	8
9-15	20 и более	30 и более	3	1	9
		Независимо от емкости	2	-	10
		До 25	2	-	11
		25 и более	2	1	12
		До 25	2	-	13
16 и более	20 и более	25 и более	3	1	14
		До 50	2	-	15
		50 и более	2	1	16
		До 25	2	-	17
		от 25 до 50	2	1	18
		50 и более	3	1	19
		до 25	2	1	20
25 и более	3	1	21		
			а	б	

Примечание. Если по условиям техники безопасности (при наличии специальных указаний) замеры должны производиться в присутствии второго лица, дополнительно предусматривается 1 чел. в смену для парков, обслуживаемых 1 чел.

Т а б л и ц а 15

Отбор проб нефти из резервуаров

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводится в приложении 12.

Выполняемая работа	! Нормативы численности ! ! на 100 отборов проб !	! Номер норма- ! тива
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.

Т а б л и ц а 16

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

Насосные станции	! Нормативы числен- ! ности на одну сме- ! ну	! Номер нор- ! матива
Нетелемеханизированные с количеством работающих насосов		
до 9	I	I
10 и более	2	2
Телемеханизированные	I	3
	(в дневную смену)	

Примечания: 1. 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 1 км.

2. Если две насосные с количеством работающих насосов 1-2 расположены на расстоянии не более 1 км одна от другой, численность предусматривается только на одну насосную станцию.

Обслуживание оборудования установок для
подготовки нефти

Типы установок для подготовки нефти	Обслуживаемое оборудо- вание	Нормативы численности на одну смену	Номер норма- тива
1	2	3	4
УКПН — установки комплекс- ной подготовки нефти — обезвоживание, обессоли- вание и стабилизация нефти	Теплообменники, дегидра- торы, отстойники, стаби- лизационные колонны, хо- лодильники, сепараторы, емкости и др.		
	I блок	3	1
	2 блока	5	2
	3 блока	7	3
	Печи технологические	1	4
	Насосы, компрессоры	1	5
ЭЛОУ, работающая на токе промышленной частоты — обезвоживание и обессоли- вание нефти	Электродегидраторы, от- стойники, подогреватели насосы и др.		
	I блок	2	6
	2 блока	4	7
Установка подготовки неф- ти (производство ГДР) производительностью 3,5 млн т в год, Установка подготовки неф- ти производительностью 6-8,0 млн т в год со ступенями сепарации	I ступень сепарации: расширитель, сепара- тор газовый, отстойник, блок реагентного хозяй- ства, емкость воды, ем- кость горячей воды, ем- кость пенообразователя	1	8
	II ступень сепарации: нагреватели, сепара- тор промежуточный, элек- тродегидратор, буферная емкость, печи нагрева	1	9
	насосы, компрессоры	1	10
	очистные сооружения, РВС, насосы, емкости пе- риодической откачки неф- ти	1	11
УДО-2М, ТХУ, УОН, УПН, прочие установки для под- готовки нефти термохими- ческим способом по за- крытой системе под давле- нием—обезвоживание нефти	Теплообменники, дегидра- торы, подогреватели, от- стойники и др. при факти- ческой производительнос- ти установки в год:		
	до 1 млн т	1	12
	до 1 млн т (сервис- — 16 - тая нефть)	2	13

Продолжение табл. 17

I	I	2	I	3	I	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	1. 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.

Т а б л и ц а 18
Обслуживание оборудования ловушечного хозяйства

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

Т а б л и ц а 19

Обслуживание оборудования установки по очистке
нефтяных сточных вод для использования в систе-
ме заводнения

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

Т а б л и ц а 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

Т а б л и ц а 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	3

(в дневную смену)

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 1-2 работающими насосами закачивает рабочий агент в нагнетательные скважины, расположенные на расстоянии до 1 км, нормативами предусматривается и обслуживание нагнетательных скважин.

Т а б л и ц а 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:	1 - 2	0,5	1
	3 и более	1,0	2
Блок телемеханизированной кустовой насосной станции с числом работающих насосов:	1 - 2	0,5 (в дневную смену)	3
	3 и более	1,0 (в дневную смену)	4

Т а б л и ц а 23

Обслуживание установки по поддержанию пластового давления типа УЭЦП

Установки	Норматив численности на установку	Номер норматива
Нетелемеханизированная	0,50	1
Телемеханизированная	0,25	2

Т а б л и ц а 24

Обслуживание диспетчерского пункта (ДП) и телемеханизированных насосных станций

Выполняемая работа	Единица измерения	Нормативы численности на одну смену	Номер норматива
Обслуживание диспетчерского пункта (ДП)	1 пульт	1	1
Обслуживание телемеханизированных насосных станций, подключенных к диспетчерскому пункту, дежурными машинами	1 ДП	1 (во вторую и третью смену)	2

Т а б л и ц а 25

Обслуживание оборудования водоочистой станции
и лаборатории по контролю качества воды

Производительность водоочис- ной станции, тыс.м ³ /сутки	Нормативы численности на одну смену на обслуживание		Номер нормати- ва
	водоочистой станции	лаборатории	
До 5	I	I (в дневную смену)	I
От 5 до 15	I	I	2
От 15 до 50	2	I	3
Свыше 50	3	I	4
	а	б	

Т а б л и ц а 26

Обслуживание нагнетательных скважин

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в прило-
жении 13.

Выполняемая работа	Норматив числен- ности на скважину	Номер норматива
Обслуживание нагнетательной скважины действующего фонда	0,010	I

Примечания: 1. Нормативы численности предусмотрены для нагнета-
тельных скважин, не обслуживаемых машинистами насосных станций по за-
качке воды в пласт (КНС, БКНС).

2. Нормативная численность на переходы (переезды) рассчитывает-
ся по табл. II.

Т а б л и ц а 27

Обслуживание скважин водозабора

Выполняемая работа	! Нормативы численности на одну ! смену при расстоянии между ! скважинами водозабора в одной ! группе, м		! Номер ! норма- ! тива
	! до 500	! 500 и более	
Обслуживание скважин водоза- бора при их количестве в од- ной группе:			
до 16	I	I	I
17 и более	I	2	2
	а	б	

Примечание. Нормативы установлены для скважин водозабора, кото-
рые по условиям организации производства не могут обслуживаться ра-
бочими рядом расположенных насосных станций.

Т а б л и ц а 28

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

Обслуживаемые объекты, группы объектов	! Нормативы численнос- ! ти на одну смену	! Номер ! норматива
1. 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 рао- пределения сжатого газа, воздуха по отдельным скважинам при ком- прессорной, газлифтной эксплуата- ции скважин и при вторичных ме- тодах эксплуатации - до 5 ГРБ	I	2

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

IX. Замер дебита, отбор проб и исследование скважин

Т а б л и ц а 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 14.

Выполняемая работа	Нормативы численности на 100 замеров, отборов проб	Номер норматива
I	2	3
<u>А. Замер дебита скважин</u>		
I. Замер дебита при помощи мерника на индивидуальной установке	0,008	I
II. Замер дебита скважин на групповой установке		
I. При помощи мерника	0,016	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	0,119	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	0,160	8
8. Через трап на мерник с переводом скважины на замер с дополнительной гребенки без остановки скважины	0,112	9
9. Через гребенку на трап	0,024	10
10. Через гребенку, трапы I и II ступеней сепарации, прибор ДШ-430 на замерные емкости	0,080	11
III. Замер дебита на автоматической групповой замерной установке типа "Спутник" (АГЗУ), а) телемеханизированной	0,012	12

Продолжение табл. 29

I	2	3
б) нетелемеханизированной	0,017	13
<u>Б. Отбор проб жидкости и газа со скважины</u>		
1. Отбор проб жидкости	0,003	14
2. Отбор проб газа	0,006	15
В. Переходы, переезды при замере дебита и отборе проб	Коэффициент 1,3 к нормативам численности на замер дебита, отбор проб	

Т а б л и ц а 30

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

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении 15.

Выполняемые работы	Нормативы численности на 100 исследований при глубине спуска прибора, м						Номер норматива
	500	1000	2000	3000	4000	5000	
I	2	3	4	5	6	7	8

1. Глубиннонасосная эксплуатация скважин (СКН)

1. Замер забоя или уровня жидкости в скважине через межтрубное пространство	0,047	0,065	0,102	0,139	0,175	0,212	1
2. Отбивка динамического уровня жидкости в скважине волномером	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	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	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	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-11	0,070	0,096	0,148	0,199	0,251	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		0,107		0,163		0,219		0,275		0,331		7
7. Замер забойного давления через межтрубное простран- ство														
А. Установка АЗИНМАШ-8, АЗИНМАШ-11		0,069		0,115		0,167		0,219		0,270		0,322		8
Б. Установка АПЭЛ, АИСТ, АЭКС		0,099		0,127		0,182		0,238		0,294		0,350		9
8. Поинтервальный замер пла- стового давления через межтрубное простран- ство														
А. Установка АЗИНМАШ-8, АЗИНМАШ-11		0,140		0,166		0,218		0,269		0,321		0,373		10
Б. Установка АПЭЛ, АИСТ, АЭКС		0,149		0,177		0,233		0,289		0,345		0,401		11
9. Замер избыточного давле- ния в затрубном простран- стве скважин при стати- ческом и динамическом ре- жимах контрольным маноме- тром		0,025		0,025		0,025		0,025		0,025		0,025		12
10. Снятие кривых восстанов- ления пластового давле- ния														
10.1. Установка АЗИНМАШ-8, АЗИНМАШ-11														
а) на высокопродуктивных скважинах (более 0,5 т/сут.ат)		0,304		0,330		0,381		0,433		0,485		0,536		13
б) на среднепродуктивных скважинах (0,2-0,5 т/сут.ат)		0,141		0,166		0,218		0,270		0,321		0,373		14
в) на низкопродуктивных скважинах (менее 0,2 т/сут.ат)		0,168		0,194		0,246		0,297		0,349		0,401		15
10.2. Установка АПЭЛ, АИСТ, АЭКС														
а) на высокопродуктивных скважинах (более 0,5 т/сут.ат)		0,313		0,341		0,397		0,453		0,509		0,565		16
б) на среднепродуктивных скважинах (0,2-0,5 т/сут.ат)		0,154		0,189		0,245		0,301		0,357		0,413		17

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)	0,194	0,222	0,278	0,334	0,390	0,446		18
11. Снятие кривой восстановления уровня (КВУ)	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252		19
12. Снятие индикаторных кривых (на 2 режима откачки)	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174		20
13. Исследование на периодическую эксплуатацию	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037		21
14. Отбивка песчаных пробок	0,033	0,045	0,068	0,092	0,115	0,139		22
15. Замер дебита жидкости с помощью штуцеров	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004		23
16. Замер дебита газа	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013		24
17. Исследование работы глубинных насосов при помощи динамографа	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034		25
18. Отбор глубинных проб нефти	0,089	0,115	0,166	0,218	0,269	0,321		26
19. Шаблонирование скважин, отбивка забоя	0,051	0,077	0,129	0,180	0,232	0,283		27
<u>II. Фонтанная эксплуатация скважин</u>								
1. Замер забоя или уровня жидкости скважин	0,043	0,056	0,081	0,106	0,131	0,156		28
2. Замер водораздела в скважине желонкой	0,043	0,056	0,081	0,106	0,131	0,156		29
3. Замер пластового давления и температуры в скважине	0,056	0,067	0,089	0,111	0,133	0,155		30
4. Замер забойного давления и температуры в скважине	0,075	0,086	0,108	0,130	0,152	0,174		31
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	0,301	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)	0,128	0,139	0,160	0,182	0,204	0,225	34							
в) на низкопродуктивных скважинах (менее 0,2 т/сут.ат)	0,157	0,168	0,190	0,212	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	0,513	0,542	0,571	0,599	0,628	37							
9. Замер устьевых температур	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	38							
10. Замер межколонных пропусков (определение негерметичности)	0,250	0,264	0,293	0,322	0,351	0,380	39							
11. Замер дебита скважин глубинным дебитомером или снятие профиля отдачи пласта	0,498	0,513	0,542	0,571	0,599	0,628	40							
12. Замер дистанционным влагомером	0,498	0,513	0,542	0,571	0,598	0,628	41							
13. Снятие индикаторных диаграмм (на 3 режимах откачки)	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	42							
14. Отбор глубинных проб жидкости пробоотборником	0,068	0,076	0,091	0,108	0,123	0,139	43							
15. Замер дебита газа	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	44							
16. Замер дебита нефти	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	45							
17. Шаблонирование насосно-компрессорных труб	0,027	0,037	0,055	0,073	0,083	0,101	46							
18. Смена штуцеров	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	47							
19. Исследование скважин (КВУ)	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	48							

III. Эксплуатация скважин, оборудованных ЭЦН

1. Замер забоя или уровня жидкости и водораздела в скважине	0,043	0,056	0,081	0,106	0,131	0,156	49
2. Отбивка уровня в скважине желонкой	0,043	0,056	0,081	0,106	0,131	0,156	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	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	51
4. Отбивка динамического уровня волномером	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	52
5. Замер динамического и статического уровня орифайсом	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	53
6. Отбивка динамического уровня с помощью РКМ-4Ф	0,358	0,373	0,402	0,431	0,459	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	54
7. Снятие кривых восстановления уровня (КВУ)	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	55
8. Термометрирование с помощью приборов														
а) регистрационных	0,131	0,142	0,166	0,190	0,213	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	56
б) дистанционных	0,411	0,425	0,454	0,483	0,512	0,541	0,541	0,541	0,541	0,541	0,541	0,541	0,541	57
9. Замер пластового давления	0,056	0,067	0,089	0,111	0,133	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	58
10. Замер забойного давления	0,075	0,086	0,108	0,130	0,152	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	59
11. 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	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	60
12. 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	0,392	0,392	0,392	0,392	0,392	0,392	0,392	61
б) на среднепродуктивных скважинах (0,2-0,5 т/сут.ат)	0,128	0,139	0,161	0,183	0,205	0,227	0,227	0,227	0,227	0,227	0,227	0,227	0,227	62
в) на низкопродуктивных скважинах (менее 0,2 т/сут.ат)	0,157	0,168	0,190	0,212	0,233	0,255	0,255	0,255	0,255	0,255	0,255	0,255	0,255	63
13. Снятие профилей отдачи пласта с помощью дистанционных приборов	0,498	0,513	0,542	0,571	0,599	0,628	0,628	0,628	0,628	0,628	0,628	0,628	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	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	65
б) при замере Рпл (на 3 режима откачки)	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	66
I5. Снятие кривых удельных весов (10 точек)	0,227	0,239	0,262	0,266	0,310	0,333								67
I6. Замер дебита скважин	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	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	0,050	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	0,108	0,123	0,139								70
I9. Шаблонирование НКТ желонкой или специальным шаблоном	0,027	0,037	0,055	0,073	0,083	0,101								71
20. Отбивка подвески	0,047	0,059	0,083	0,106	0,130	0,154								72
<u>IV. Нагнетательные скважины</u>														
1. 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	0,053	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	0,053	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	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	76
5. Замер пластового давления и приемистости скважины дистанционными приборами	0,498	0,513	0,542	0,571	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	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	78
7. Замер устьевого рабочего давления (буферного)	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	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)	0,128	0,139	0,161	0,183	0,205	0,227	81							
в) на низкопродуктивных скважинах (менее 0,2 т/сут.ат)	0,157	0,168	0,190	0,212	0,234	0,260	82							
9. Снятие кривых падения буферного давления	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	83							
10. Отбивка динамических и статических уровней (для карт изобар) желонкой	0,034	0,037	0,043	0,049	0,055	0,062	84							
11. Снятие индикаторных диаграмм	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	85							
12. Замер забоя скважин	0,043	0,056	0,081	0,106	0,131	0,156	86							
13. Термометрирование (АПЭЛ)	0,498	0,513	0,542	0,571	0,599	0,628	87							
14. Замер приемистости пласта дистанционным расходомером	0,498	0,513	0,542	0,571	0,599	0,628	88							
15. Замер приемистости нагнетательных скважин от КНС														
а) при замере приемистости одной скважины	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	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	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	91							
16. Снятие профилей отдачи пласта дистанционными приборами	0,148	0,165	0,198	0,232	0,266	0,299	92							

а б в г д е

Продолжение табл. 30

I	1	2	3	4	5	6	7	8
17. Отбор поверхностных проб воды из мани-фольдной линии	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	93
18. Шаблонирование скважин, отбивка забоев	0,027	0,037	0,055	0,073	0,083	0,101	0,101	94
19. Определение герметичности колонны	0,250	0,264	0,293	0,322	0,351	0,380	0,380	95
20. Замер пластового и забойного давления	0,286	0,298	0,321	0,345	0,368	0,392	0,392	96
<u>У. Контрольные и пьезометрические скважины</u>								
1. Замер забоя, уровня жидкости, водораздела в скважине	0,043	0,056	0,081	0,106	0,131	0,156	0,156	97
2. Замер пластового давления и температуры глубинным манометром	0,053	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	0,067	99
4. Замеры уровней и пластовых давлений	0,105	0,117	0,140	0,164	0,188	0,211	0,211	100
5. Замер буферного давления	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	101
6. Замер поинтервальных давлений	0,244	0,256	0,280	0,303	0,327	0,351	0,351	102
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	0,392	103
б) на среднепродуктивных скважинах (0,2-0,5 т/сут. ат)	0,128	0,139	0,161	0,183	0,205	0,227	0,227	104
в) на низкопродуктивных скважинах (менее 0,2 т/сут. ат)	0,157	0,168	0,190	0,212	0,233	0,260	0,260	105
8. Определение герметичности колонны	0,247	0,260	0,283	0,306	0,330	0,354	0,354	106

а б в г д е

Примечания: 1. На переходы, переезды, осуществляемые при исследовании скважин, к нормативам численности применяется коэффициент 1,20.

2. При обработке материалов по исследованию скважин к нормативам численности применяется коэффициент - 1,10.

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

У. Обслуживание оборудования и объектов по сбору
и утилизации газа

Т а б л и ц а 31

Обслуживание оборудования и объектов по сбору
попутного газа

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении 16.

Обслуживаемые объекты	!Единица !измерения !	!Нормативы числен- !ности на ед.из- !мерения	!Номер !нормати- !ва
1. Газосборный коллектор (дрены, колодцы) при переходе по:			
резкопересеченной местности	I км	0,065	1
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	0,016	4

Т а б л и ц а 32

Обслуживание оборудования пункта сбора и сепарации газа и вымораживающей установки

Обслуживаемые объекты	!Нормативы числен- !ности на одну !смену	!Номер нор- !матива
1. Пункт сбора и сепарации газа	I	1
2. Узел подготовки, осушки и сепарации газа (УШГ)	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 1 чел. в смену.

Т а б л и ц а 33
Обслуживание оборудования компрессорной станции

Количество работающих компрессоров	Нормативы численности на одну смену на компрессорную станцию				Номер норматива
	с одним машинным залом	дополнительно на одну смену но в дневную смену	с двумя машинными залами: на каждый зал	дополнительно на одну смену но в дневную смену	
Газомоторные компрессоры					
1-2	2	-	1	-	1
3-5	2	-	2	-	2
6-9	2	1	2	1	3
10 и более	3	1	3	1	4
Электроприводные компрессоры					
1-4	2	-	1	-	5
5-8	2	-	2	-	6
9-15	2	1	2	1	7
16 и более	3	1	3	1	8
	а	б	в	г	

Примечания: 1. Для компрессорных станций, где в одном машинном зале установлены газомоторные и электроприводные компрессоры, при определении численного состава на одну смену условно принимается 1 газомоторный компрессор за 1,6 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. 16.

Т а б л и ц а 34

Обслуживание регенерационных установок

Количество регенерационных установок типа ВМЭ-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

У I. Ремонт эксплуатационного оборудования

Т а б л и ц а 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.

И. наименование оборудования	! Единица измерения !	! Нормативы численности на ед. измерения !			! Номер норматива !
		! всего !	! в т.ч. по видам ремонтов !		
			! текущий !	! капитальный !	
I	1	2	3	4	5
I. Скважина эксплуатационного фонда, оборудованная:					
СКН 2-6I5	I скв. экпл. фонда	0,038	0,035	0,003	I
СКН 3-15I5	"	0,045	0,040	0,005	2
СКЗ-1,2-630	"	0,048	0,042	0,006	3
СКН 5-30I5	"	0,050	0,044	0,006	4
СК 6-2,1-2500	"	0,059	0,051	0,008	5
СКН 10-33I5	"	0,051	0,043	0,008	6
СКН 10-30I2	"	0,055	0,046	0,009	7
7СК 8-3,5-4000	"	0,075	0,062	0,013	8
7СК 12-2,5-4000	"	0,080	0,067	0,013	9
2. Фонтанная арматура на нефть (газ) скважины эксплуатационного фонда					
	I ремонт	0,004	-	-	10
3. Нагнетательная скважина эксплуатационного фонда					
	I ремонт	0,005	-	-	11
		а	б	в	

Продолжение табл. 35

Г	1	2	3	4	5
4. Установка для депарафинизации скважин АДУ-1, 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.

Т а б л и ц а 36

Ремонт глубинных насосов

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении 20.

Марка насосов	! Нормативы численности на 10 ! ! ремонтов !		! Номер ! ! норматива !
	! текущий !	! капитальный !	
1. НСВ1 (НГВ1), НСВ2 (НГВ2)	0,009	0,024	1
2. НСН1 (НГН1), НСН2 (НГН2)	0,008	0,026	2
3. НСВ - 1Б	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.

Т а б л и ц а 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		
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-1000x180(10 НККx2)	0,028	0,017	0,011	4
ЦНС-38x44...220(3МС-10), ЦНС-60x66...330(4МС-10)	0,010	0,006	0,004	5
ЦНС-38x25...250(5МС-7), ЦНС-105x98...490(5МС-10)	0,012	0,007	0,005	6
ЦНС-180x85...425(6МС-7)	0,035	0,021	0,014	7
ЦНС-180x476...680(6МС-10)	0,051	0,031	0,020	8
ЦНС-300x120...600(8МС-7), ЦНС-300x600...1200(8МС-10)	0,030	0,018	0,012	9
2. Насосы поршневые				
II ГР	0,103	0,079	0,024	10
9МГР, НГР, 250/50	0,066	0,045	0,021	11
типа РПН	0,017	0,010	0,007	12
Рабочая среда - сырая сернистая нефть				
I. Насосы центробежные				
ДЗ20x50 (6НДВ)	0,015	0,007	0,008	13
200Д60, 300 Д90, 350Д90	0,016	0,009	0,007	14
Консольные типа К	0,015	0,007	0,008	15
КСМ	0,053	0,025	0,028	16
6Н - 10x4	0,042	0,029	0,013	17
8НД-6x1	0,066	0,040	0,026	18
8НД-9x2	0,073	0,044	0,029	19
	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 НКх2)	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-6I	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-300x120...600(8МС-7), ЦНС-360x600...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
Д630x90 (8НДВ)	0,064		0,043		0,021			48
8НГД-6x1, 10НГД-6x1	0,058		0,035		0,023			49
8НГД-9x3	0,057		0,034		0,023			50
8НД-9x3, 10НД-10x2	0,069		0,047		0,022			51
НК 200/120-70	0,017		0,010		0,007			52
ЦН-400x105	0,044		0,030		0,014			53
ЦНС-38x44...220(3МС-10), ЦНС-60x66...330(4МС-10)	0,022		0,013		0,009			54
ЦНС-38x25...250(5МС-7), ЦНС-105x98...490(5МС-10)	0,027		0,016		0,011			55
ЦНС-180x85...425(6МС-7)	0,076		0,046		0,030			56
ЦНС-180x476...680(6МС-10)	0,108		0,065		0,043			57
ЦНС300x120...600(8МС-7), ЦНС-300x600...1200(8МС-10)	0,062		0,037		0,025			58
Рабочая среда - бензин								
Насосы центробежные								
4Н-5x4	0,025		0,015		0,010			59
4Н-5x8С	0,085		0,051		0,034			60
4НГ-5x4	0,039		0,023		0,016			61
5НГ-5x2	0,021		0,013		0,008			62
6НГ-7x2	0,050		0,030		0,020			63
4НГК-5x1, 6НГК-9x1, 6НГК-6x1	0,047		0,028		0,019			64
6НГД-6x1М, 8НГД-6x1М, 6НД-10x4, 8НД-6x1	0,075		0,045		0,030			65
8НД-9x3, 8НГД-9x2	0,050		0,030		0,020			66
НК-200 (120-70)	0,015		0,009		0,006			67
Насосы поршневые								
ЭМГР	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	0,016	0,008	0,008					69
Консольные типа К	0,029	0,014	0,015					70
Насосы поршневые дозирочные:								
типа НД и НДУ	0,065	0,031	0,034					71
типа РПН	0,023	0,011	0,012					72
Рабочая среда - сточная (соленая, морская) вода								
Насосы центробежные:								
АЯП-150, АЯП-300	0,071	0,034	0,037					73
Д630х90 (8НДВ)	0,054	0,026	0,028					74
Д250х60 (12НДС)	0,059	0,028	0,031					75
200Д-60, 300Д-90	0,015	0,007	0,008					76
Консольные типа К	0,015	0,006	0,009					77
типа КСМ	0,062	0,029	0,033					78
12НА-9х4	0,089	0,053	0,036					79
Фекальные типа Ф и НФ	0,021	0,010	0,011					80
Х8/18Д (1,5Х-6Д), Х8/18Е (1,5Х-6Е), Х8/18И (1,5Х-6И), Х8/18И (1,5Х-6И)	0,014	0,005	0,009					81
Х20/31П (2Х-6П)	0,016	0,008	0,008					82
Х90/33Д (4Х-12Д), Х160/29Д (6Х-9Д)	0,016	0,006	0,010					83
ЦН-250х100	0,025	0,004	0,021					84
ЦНС-150х100 НЖ	0,034	0,013	0,021					85
ЦНС-38х44...220(3МС-10), ЦНС-60х66...330(4МС-10)	0,019	0,007	0,012					86
ЦНС-38х25...250(5МС-7), ЦНС-105х98...490(5МС-10)	0,024	0,009	0,015					87
ЦНС-180х85...425(6МС-7)	0,067	0,025	0,042					88
ЦНС-180х476...680(6МС-10)	0,096	0,036	0,060					89
ЦНС-300х120...600(8МС-7), ЦНС-300х600...1200(8МС-10)	0,055	0,021	0,034					90
ЦНС-180х950...1195, 1422, 1900	0,116	0,055	0,061					91
	а	б	в					

Продолжение табл. 37

I	!	2	!	3	!	4	!	5
Насосы поршневые:								
ЭМГР-6I, НГР 250/50	0,077	0,036	0,04I					92
Рабочая среда - сточная сернистая вода								
Насосы центробежные:								
АЯП-150, АЯП-300	0,059	0,022	0,037					93
200 Д60	0,010	0,002	0,008					94
Консольные типа К	0,012	0,003	0,009					95
Г2НА-9х4	0,047	0,011	0,036					96
6 НК-9хI	0,043	0,016	0,027					97
Фекальные типа Ф и НФ	0,021	0,010	0,011					98
Х8/18П(1,5-6П)	0,014	0,005	0,009					99
Х20/3П(2-6П)	0,013	0,005	0,008					100
ЦН-150х100 НК	0,030	0,009	0,021					101
ЦНС-38х44...220(3МС-10), ЦНС-60х66...330(4МС-10)	0,016	0,004	0,012					102
ЦНС-38х25...250(5МС-7), ЦНС-105х98...490(5МС-7)	0,019	0,004	0,015					103
ЦНС-180х85...425(6МС-7)	0,055	0,013	0,042					104
ЦНС-180х476...680(6МС-10)	0,078	0,018	0,060					105
ЦНС-300х120...600(8МС-7), ЦНС-300х600...1200(8МС-10)	0,044	0,010	0,034					106
ЦНС-180х950...1195, 1422, 1660, 1960	0,079	0,018	0,061					107
ЦНСК-60х66...330(4МСК-10)	0,016	0,004	0,012					108
ЦНСК-300х120...600(8МСК-7)	0,044	0,010	0,034					109
Насосы поршневые								
9 МГР	0,053	0,012	0,041					110
Рабочая среда - пресная вода								
Насосы центробежные:								
АЯП-150, АЯП-300	0,038	0,026	0,012					111
Д200х36 (5НДВ), Д320х50 (6НДВ)	0,006	0,003	0,003					112
Д630х90 (8НДВ)	0,020	0,009	0,011					113
Д1000х40 (14НДС)	0,037	0,025	0,012					114

а б в

Продолжение табл. 37

I	а	б	в	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-180х950, 1195, 1422, 1660, 1900	0,055	0,033	0,022	125
ЦНС-500х1900	0,059	0,036	0,023	126
Насосы поршневые ЭМГР-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	K=1,00
299-250	K=0,87
249-200	K=0,75
199-180	K=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.

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	10	11	12	13	14
<u>Газомоторные компрессоры</u>													
10ГК, 10ГКМ, 10ГКН, VSC-316,	0,44	0,03	0,47	0,62	0,18	0,80	0,14	0,06	0,20	1,20	0,27	1,47	1
8ГК, МК-8	0,43	0,02	0,45	0,43	0,11	0,54	0,14	0,03	0,17	1,00	0,16	1,16	2
<u>Турбокомпрессоры</u>													
К-380-101-1; К-380-102-1; МСП-805; 2МСП-807, ВСЛ-354, 2МСЛ-807 Н-280-127, "Дрес- лер-Кларк"; МСЛ-805/НСЛ-355; К-890-121-1; "Крезолуар"; 2УМ-150Р	0,58	0,03	0,61	0,36	0,06	0,42	0,21	0,05	0,26	1,15	0,14	1,29	3
"Дана", "Драва", "Гая", "Светлана", ЗМС-1008, 8КРА, 5М8-6/4М9-8(с 102/С-106), 553 В6/2ВС4(с102/С-103), 3М9-7(С-104), 7ГП- 100/2М, ТЭ-500	0,35	0,02	0,37	0,21	0,03	0,24	0,15	0,04	0,19	0,71	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												Норматив
	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	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Воздушные, поршневые компрессоры													
КВ-100У, КСБУ-1-5а, БУ-3/8, 160-В-20/В, БУ-06/8, ГАРО "К-155"	0,11	0,01	0,12	0,05	0,01	0,06	0,03	0,01	0,04	0,19	0,03	0,22	5
ВК-25, ВК-257, КУЗ-60/40, КВДГ, КВДГ-60, "Бустер" В-101, КВД, НК-2-150	0,09	0,01	0,10	0,05	0,01	0,06	0,02	0,01	0,03	0,16	0,03	0,19	6
ВП-20/6, 2ВП-20/8, ВП-20/8	0,09	0,01	0,10	0,07	0,01	0,08	0,02	0,01	0,03	0,18	0,03	0,21	7
ВШ-3/40, 2У-150Р	0,14	0,01	0,15	0,07	0,01	0,08	0,04	0,01	0,05	0,25	0,03	0,28	8
302-ВП-10/8, 2ВП-10/8	0,19	0,01	0,20	0,07	0,01	0,08	0,04	0,01	0,05	0,30	0,03	0,33	9
КСЗ-5М, 101М	0,09	0,01	0,10	0,05	0,01	0,06	0,02	0,01	0,03	0,16	0,03	0,19	10
202ВП-6/18, 302ВП- 6/18, 2СТ-50	0,09	0,01	0,10	0,14	0,01	0,15	0,03	0,01	0,04	0,26	0,03	0,29	11
302ВП-6/35, 2ВП-6/35	0,20	0,01	0,21	0,08	0,01	0,09	0,04	0,01	0,05	0,32	0,03	0,35	12

205ВП-20/35, 505ВП-20/16, 305ВП-20/35,
 7SW12Д200(с-105) 0,15 0,01 0,16 0,12 0,01 0,13 0,04 0,01 0,05 0,31 0,03 0,34 13

205ВП-16/70,
 305ВП-30/8, LMA-12,
 7ВП-20/220,
 302ВП-5/70, 402ВП-4/220, 305ВП-16-70 0,16 0,01 0,17 0,13 0,01 0,14 0,05 0,01 0,06 0,34 0,03 0,37 14

Газовые поршневые компрессоры

МК-20/200, 2Р-8/200,
 3Р-3/220 0,08 0,01 0,09 0,03 0,01 0,04 0,03 0,01 0,04 0,14 0,03 0,17 15

205П-20/18; 0Z /
 2У, 3П-12/35 0,06 - 0,06 0,07 0,01 0,08 0,03 0,01 0,04 0,16 0,02 0,18 16

МК-4,5/220,
 LM-0,5/1,5 0,06 - 0,06 0,03 - 0,03 0,02 - 0,02 0,11 - 0,11 17

2ВП-1509 0,07 - 0,07 0,03 0,01 0,04 0,03 0,01 0,04 0,13 0,02 0,15 18

МК-20-12/220 0,07 - 0,07 0,03 0,01 0,04 0,02 - 0,02 0,12 0,01 0,13 19

2СП-20 0,07 - 0,07 0,11 0,02 0,13 0,03 0,01 0,04 0,21 0,03 0,24 20

2С2П-12/13,
 7П-100/2М 0,20 0,02 0,22 0,07 0,01 0,08 0,04 0,01 0,05 0,31 0,04 0,35 21

5Г-14/220 0,43 0,03 0,46 0,16 0,03 0,19 0,20 0,04 0,24 0,79 0,10 0,89 22

Холодильные поршневые компрессоры

AB-300 0,02 - 0,02 0,01 - 0,01 0,02 0,01 0,03 0,05 0,01 0,06 23

AVH 0,04 - 0,04 0,02 - 0,02 0,02 0,01 0,03 0,08 0,01 0,09 24

AO-1200, MIB-7A-I
 MTY-2-I 0,09 0,01 0,10 0,07 0,01 0,08 0,08 0,02 0,10 0,24 0,04 0,28 25

AB-100 0,04 - 0,04 0,02 - 0,02 0,02 0,01 0,03 0,08 0,01 0,09 26

AU-300, CYL-20 0,04 - 0,04 0,03 - 0,03 0,03 0,01 0,04 0,10 0,01 0,11 27

2ND/2, AO/I 0,06 - 0,06 0,03 0,01 0,04 0,04 0,01 0,05 0,13 0,02 0,15 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												Но- мер нор- ма- тива
	текущий			средний			капитальный			итого			
	сле- сарно- сва- роч- ные и пр.	ста- ноч- ные	ито- го	сле- сарно- сва- роч- ные и пр.	ста- ноч- ные	ито- го	сле- сарно- сва- роч- ные и пр.	ста- ноч- ные	ито- го	сле- сарно- сва- роч- ные и пр.	ста- ноч- ные	ито- го	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
АУ-200	0,07	-	0,07	0,03	0,01	0,04	0,03	0,01	0,04	0,13	0,02	0,15	29
ДАОН350П, ДАО-750	0,11	0,01	0,12	0,06	0,01	0,07	0,08	0,02	0,10	0,25	0,04	0,29	30
4АГ	0,14	0,01	0,15	0,16	0,03	0,19	0,05	0,01	0,06	0,35	0,05	0,40	31
<u>Воздуходувки, газодувки</u>													
РГН-1200	0,02	-	0,02	0,01	-	0,01	0,02	-	0,02	0,05	-	0,05	32
РР	0,04	-	0,04	0,03	-	0,03	0,03	0,01	0,04	0,10	0,01	0,11	33
В-102А/В(Бустер)	0,11	0,01	0,12	0,05	0,01	0,06	0,02	-	0,02	0,18	0,02	0,20	34
<u>Ротационный пластинчатый компрессор</u>													
РСК	0,11	0,01	0,12	0,05	0,01	0,06	0,02	-	0,02	0,18	0,02	0,20	35
<u>Петандеры</u>													
ДВД-80/180, ДВД-70/180	0,11	0,01	0,12	0,07	0,01	0,08	-	-	-	0,18	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.

Т а б л и ц а 39

Ремонт технологического оборудования
установок для подготовки нефти

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 22.

Тип, марка оборудования	Нормативы численности на ремонт для единицы оборудования				Но- мер нор- мати- ва
	всего	в том числе по видам ремонта			
		текущий	средний	капи- тальный	
I	2	3	4	5	6
I. Колонны тарельчатые с желобчатыми колпачками с диаметром корпуса, мм (в числителе) и количеством тарелок (в знаменателе)					
$\frac{1000}{30}$	0,0130	0,0078	-	0,0052	1
$\frac{1200}{12}$	0,0100	0,0060	-	0,0040	2
$\frac{1400}{20}$	0,0120	0,0072	-	0,0048	3
$\frac{1600}{5}$	0,0070	0,0042	-	0,0028	4
$\frac{1600}{30}$	0,0230	0,0138	-	0,0092	5
$\frac{2400}{30}$	0,0412	0,0240	-	0,0172	6
$\frac{2400}{5}$	0,0090	0,0054	-	0,0036	7
$\frac{2600}{80}$	0,0610	0,0366	-	0,0244	8
$\frac{2600 - 4500}{50}$	0,0680	0,0408	-	0,0272	9
$\frac{3400 - 3800}{43}$	0,0660	0,0396	-	0,0264	10
	а	б	в	г	

Продолжение табл. 39

I	!	2	!	3	!	4	!	5	!	6
2. Колонны тарельчатые с круглыми колпачками, мм										
1000/30	0,0160	0,0096	-	0,0064	11					
1200/30	0,0170	0,0102	-	0,0068	12					
1400/20	0,0150	0,0090	-	0,0060	13					
1400/30	0,0180	0,0108	-	0,0072	14					
1400/80	0,0370	0,0222	-	0,0148	15					
1600/37	0,0310	0,0186	-	0,0124	16					
1600/10	0,0120	0,0072	-	0,0048	17					
1800/30	0,0240	0,0144	-	0,0096	18					
2000/6	0,0120	0,0072	-	0,0048	19					
2000/22	0,0220	0,0132	-	0,0088	20					
2000/34	0,0370	0,0222	-	0,0148	21					
2000/68	0,0690	0,0414	-	0,0276	22					
2000/16	0,0180	0,0108	-	0,0072	23					
2000/30	0,0370	0,0222	-	0,0148	24					
2200/80	0,0930	0,0558	-	0,0372	25					
2400/30	0,0430	0,0258	-	0,0172	26					
2400/16	0,0240	0,0144	-	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	-	0,0180	30					
3800/30	0,0790	0,0474	-	0,0316	31					
<u>3200 - 2800</u> 30	0,0430	0,0258	-	0,0172	32					
<u>2400 - 1800</u> 40	0,0450	0,0270	-	0,0180	33					
3. Колонны тарельчатые с S-образными колпачками										
1000/3	0,0060	0,0036	-	0,0024	34					
1000/42	0,0140	0,0084	-	0,0056	35					
1400/40	0,0170	0,0102	-	0,0068	36					
1600/30	0,0130	0,0078	-	0,0052	37					
<u>2400 - 1800</u> 40	0,0200	0,0120	-	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
<u>2200 - 3800</u> 40	0,0250	0,0150	-	0,0100	43
<u>2400 - 3800</u> 5I	0,0290	0,0174	-	0,0116	44
3400/60	0,0340	0,0204	-	0,0136	45
<u>3400 - 3800</u> 3I	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)					
<u>2000 - 3000</u> 20 - 20	0,0500	0,0300	-	0,0200	50
<u>2200 - 3200</u> 18 - 16	0,0480	0,0288	-	0,0192	51
<u>2800 - 3400</u> 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 кожухо- трубчатый с неподвижной трубной решеткой										
478/146	0,0136	0,0092	-			0,0044				61
630/280	0,0298	0,0202	-			0,0096				62
820/444	0,0397	0,0269	-			0,0128				63
1020/736	0,0570	0,0386	-			0,0184				64
1230/870	0,0645	0,0437	-			0,0208				65
7. Теплообменник типа "труба в трубе"										
ТТ7-3	0,0174	0,0118	-			0,0056				66
8. Емкости, объемом, м ³										
4	0,0012	0,0008	-			0,0004				67
8	0,0025	0,0017	-			0,0008				68
16, 20	0,0037	0,0025	-			0,0012				69
25, 32	0,0050	0,0034	-			0,0016				70
40	0,0062	0,0042	-			0,0020				71
50	0,0074	0,0050	-			0,0024				72
63	0,0099	0,0067	-			0,0032				73
80	0,0136	0,0092	-			0,0044				74
100	0,0149	0,0101	-			0,0048				75
125	0,0161	0,0109	-			0,0052				76
160	0,0198	0,0134	-			0,0064				77
200	0,0248	0,0168	-			0,0080				78
9. Электродегидратор ци- линдрический										
	0,0074	0,0050	-			0,0024				79
10. Печи беспламенного го- рения										
ПБ-0,75	0,0304	0,0224	-			0,0080				80
ПБ-20, ПБ-22	0,1581	0,1165	-			0,0416				81
18Бх152	0,1320	0,0880	-			0,0440				82
12Бх152	0,0996	0,0664	-			0,0332				83
	а	б	в			г				

Примечания: 1. Нормативами предусмотрено выполнение всех видов работ.

2. Нормативная численность на ремонт технологических трубопроводов устанавливается в размере 17%, арматуры технологических трубопро-

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

Т а б л и ц а 40

Ремонт технологических резервуаров

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 23.

Объем резервуаров, м ³	Нормативы численности на ремонт одного резервуара			! Номер ! норма- ! тива
	! 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.

Т а б л и ц а 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 ! нор- ! мати- ! ва
	! всего	! в том числе по ви- ! дам ремонтов		
		! текущий	! капитальный	
I	2	3	4	5
Водопровод, газопровод и нефтепровод из стальных труб с противокоррозийной 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.

Т а б л и ц а 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

Т а б л и ц а 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 ! норма- ! тива
	! всего	! в т.ч. по видам ! ремонтов	! текущий ! капиталь- ! ный	
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	0,091	0,302					3
10,0	0,459	0,103	0,356					4
20,0	0,648	0,151	0,497					5
Котлы вертикальные цилиндрические паропроизводительностью, т/ч:								
0,4	0,023	0,012	0,011					6
0,8	0,032	0,017	0,015					7
1,0	0,045	0,024	0,021					8
Котлы водогрейные, работающие на газообразном и жидком топливе, теплопроизводительностью, МВт (Гкал/ч)								
до 5 (4,3)	0,115	0,043	0,072					9
8,2 (6,5)	0,149	0,056	0,093					10
9,0 (8,3)	0,173	0,065	0,108					11
11,6 (10,0)	0,207	0,077	0,130					12
23,2 (20,0)	0,288	0,108	0,180					13
40,8 (35)	0,334	0,125	0,209					14
58 (50)	0,518	0,201	0,317					15
116 (100)	0,820	0,302	0,518					16
Котлы паровые горизонтально- водотрубные на давление до 1,4 МПа, работающие на газообразном и жид- ком топливе, типа ДКВр, паропро- изводительностью, т/ч:								
2,5	0,202	0,047	0,155					17
4,0	0,278	0,064	0,214					18
6,5	0,354	0,082	0,272					19
10,0	0,414	0,093	0,321					20
20,0	0,583	0,136	0,447					21
Котлоагрегаты автоматизированные, отопительные, чугунные с тягодуть- евым устройством и автоматикой, поверхностью нагрева, м ² :								
23,0	0,069	0,032	0,037					22
32,0	0,082	0,039	0,043					23
40,0	0,096	0,045	0,051					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:								
10	0,025	0,012	0,013					25
15	0,028	0,013	0,015					26
25	0,032	0,015	0,017					27
50	0,036	0,017	0,019					28
Фильтры зонитные первой и второй ступени с высотой загрузки до 2 м диаметром, мм:								
700	0,012	0,009	0,003					29
1000	0,016	0,012	0,004					30
1500	0,019	0,014	0,005					31
Солерастворители диаметром, мм:								
480	0,005	0,002	0,003					32
720	0,008	0,004	0,004					33
Баки деаэрационные с запорной арматурой и водоуказательными приборами на рабочее давление до 0,6 МПа вместимостью, м ³ :								
10	0,005	0,002	0,003					34
15	0,006	0,002	0,004					35
25	0,008	0,008	0,005					36
35	0,011	0,004	0,007					37
50	0,014	0,005	0,009					38
Теплообменники водо-водяные с площадью поверхности нагрева, м ² :								
до I	0,003	0,001	0,002					39
2-3	0,005	0,002	0,003					40
4-6	0,007	0,003	0,004					41
7-9	0,008	0,004	0,004					42
10-12	0,009	0,004	0,005					43
13-18	0,011	0,005	0,006					44
19-23	0,013	0,006	0,007					45
24-29	0,015	0,007	0,008					46
30-35	0,017	0,008	0,009					47
	а	б	в					

Продолжение табл. 43

I	2	3	4	5
36-50	0,020	0,010	0,010	48
51-70	0,027	0,013	0,014	49
71-80	0,028	0,013	0,015	50
81-100	0,035	0,016	0,019	51
101-120	0,041	0,019	0,022	52
121-140	0,049	0,023	0,026	53
141-160	0,057	0,027	0,030	54
Емкости для питательной воды, м³:				
5	0,004	0,002	0,002	55
10	0,004	0,002	0,002	56
15	0,004	0,002	0,002	57
25	0,006	0,003	0,003	58
50	0,011	0,005	0,006	59
75	0,017	0,008	0,009	60
Емкости для жидкого топлива, м³:				
3	0,002	0,001	0,001	61
5	0,002	0,001	0,001	62
7	0,002	0,001	0,001	63
10	0,002	0,001	0,001	64
15	0,002	0,001	0,001	65
25	0,003	0,002	0,001	66
50	0,005	0,003	0,002	67
75	0,007	0,004	0,003	68
Емкости металлические для мокрого хранения соли, м³:				
25	0,006	0,003	0,003	69
50	0,011	0,005	0,006	70
75	0,017	0,008	0,009	71
100	0,022	0,010	0,012	72
<u>Наружные трубопроводы</u>				
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

Продолжение табл. 43

I	!	2	!	3	!	4	!	5
75	0,028		0,020		0,008			74
100	0,032		0,023		0,009			75
150	0,039		0,028		0,011			76
200	0,043		0,031		0,012			77
250	0,065		0,048		0,017			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		0,014			80
75	0,092		0,072		0,020			81
100	0,128		0,101		0,027			82
150	0,156		0,121		0,035			83
200	0,204		0,161		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		0,012			87
75	0,077		0,060		0,017			88
100	0,103		0,080		0,023			89
150	0,128		0,100		0,028			90
200	0,157		0,120		0,037			91
250	0,209		0,161		0,048			92
300	0,255		0,201		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		0,012			94
50	0,053		0,039		0,014			95
75	0,065		0,047		0,018			96
100	0,096		0,071		0,025			97
150	0,119		0,087		0,032			98
			а		б		в	

Продолжение табл. 43

	1	2	3	4	5
Внутренние трубопроводы					
Паропроводы, конденсатопроводы, теплопроводы, мазутопроводы с обогревом и изоляцией (на 1 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 1 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: 1. 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:

$$180-200 K = 1,00$$

$$251-300 K = 1,43$$

$$201-250 K = 1,25$$

$$301 \text{ и более } K = 1,67$$

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

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.

Т а б л и ц а 44

Ремонт дымососов и вентиляторов

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 26.

Наименование оборудования	! Нормативы численности на ре- ! ! монт единицы оборудования при ! ! круглосуточной работе !			! Номер ! ! норма- ! ! тива !
	! всего !	! в т.ч. по видам ремон- ! ! тов !		
I	! 2 !	! 3 !	! 4 !	! 5 !
<u>Вентиляторы котельные</u>				
Вентиляторы дутьевые, центробежные с подачей, м ³ /час:				
до 7000	0,014	0,005	0,009	1
7100-10000	0,018	0,006	0,012	2
10200-14600	0,022	0,008	0,014	3
14650-19600	0,026	0,009	0,017	4
19650-27600	0,029	0,010	0,019	5
27650-39000	0,035	0,013	0,022	6
39100-50000	0,032	0,015	0,017	7
50100-75000	0,043	0,016	0,027	8
Дымососы центробежные одностороннего всасывания с подачей, м ³ /час:				
до 10000	0,036	0,017	0,019	9
10200-14600	0,044	0,021	0,023	10
14650-19600	0,050	0,023	0,027	11
19650-27600	0,058	0,027	0,031	12
27650-39000	0,063	0,029	0,034	13
39100-50000	0,074	0,034	0,040	14
50100-75000	0,086	0,040	0,046	15
<u>Вентиляционное оборудование</u>				
Вентиляторы центробежные низкого и среднего давления, N :				
4 и 5	0,004	0,003	0,004	16
6	0,006	0,004	0,002	17
7 и 8	0,010	0,007	0,003	18
10	0,012	0,008	0,004	19

Продолжение табл. 44

I	!	2	!	3	!	4	!	5
I2	0,018	0,012	0,006					20
I6	0,024	0,016	0,008					21
Вентильторы осевые,								
до 5	0,002	0,001	0,001					22
6	0,002	0,001	0,001					23
7	0,003	0,001	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 10 м ² поверхности нагрева								
	0,001	0,001	-					28
Воздуховоды круглого сечения с фасонными частями на 10 м длины эксплуатируемого воздуховода диаметром, мм:								
до 150	0,003	0,002	0,001					29
300	0,004	0,003	0,001					30
500	0,006	0,005	0,001					31
750	0,008	0,006	0,002					32
1000	0,010	0,008	0,002					33
1250	0,010	0,008	0,002					34
1500	0,011	0,009	0,002					35
То же для воздуховодов из кровельного железа, мм:								
до 150	0,002	0,001	0,001					36
300	0,003	0,002	0,001					37
500	0,004	0,003	0,001					38
750	0,006	0,005	0,001					39
1000	0,007	0,006	0,001					40
1250	0,008	0,006	0,002					41
1500	0,009	0,007	0,002					42
	а	б	в					

Примечания: I. Нормативы рассчитаны при условии работы оборудования 180 дней в год (отопительный период). С изменением сроков работы оборудования к нормативам применяются коэффициенты при продолжительности отопительного периода дней:
 180-200 К = 1 ; 201-250 К = 1,25; 251-300 К = 1,43; 301 и более К = 1,67.

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.

Т а б л и ц а 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
1. Талевый блок БТН 4x50	0,0025	0,0012	0,0013	1
2. Талевый блок БТЭ	0,0015	0,0007	0,0008	2
3. Кронблок КБЭ	0,0047	0,0022	0,0025	3
4. Кронблок КБН 5x50	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
10. Ротор	0,0422	0,0169	0,0253	10
11. Автонаматыватель кабеля	0,0357	0,0169	0,0188	11
12. Элеватор конструкции Халатяна ЭХ-5	0,0006	0,0001	0,0005	12
13. Элеватор штанговый типа ЭШН-5, ЭШН-10	0,0007	0,0002	0,0005	13
14. Элеватор ЭХЛ	0,0025	0,0006	0,0019	14
15. Элеватор "Восток-2"	0,0007	0,0002	0,0005	15
16. Элеватор ЭТА	0,0074	0,0017	0,0057	16
	а	б	в	

Продолжение табл. 45

I	2	3	4	5
17. Элеватор ЭГ	0,0048	0,0011	0,0037	17
18. Элеватор ЭЗН	0,0007	0,0002	0,0005	18
19. Пакер гидравлический	0,0036	0,0008	0,0028	19
20. Пакер механический	0,0015	0,0003	0,0012	20
21. Спайдер	0,0011	0,0002	0,0009	21

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

Т а б л и ц а 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			
			реви-зия	текущий	капи-тальный	
I	2	3	4	5	6	7
Кран мостовой двухбалочный с ручным приводом	2	0,0283	0,0065	0,0085	0,0133	1
	5	0,0454	0,0105	0,0127	0,0222	2
	10	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
	10	0,0455	0,0105	0,0127	0,0223	6
Кран однобалочный с электроталью	1	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	10
Таль электрическая	1-2	0,0180	0,0041	0,0050	0,0089	11
	3-5	0,0284	0,0066	0,0085	0,0133	12
Таль ручная	1-2	0,0091	0,0021	0,0025	0,0045	13
	3-5	0,0182	0,0042	0,0051	0,0089	14

Примечание. Нормативами предусмотрено 10% на выполнение станочных и сварочных работ.

Т а б л и ц а 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 оборудо- вания при круглосуточной работе				Номер нормати- ва
	всего	в т.ч. по видам ремонтов			
		текущий	средний	капитальный	
До 40	0,045	0,008	0,013	0,024	1
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: 1. 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.

Т а б л и ц а 48

Ремонт регенерационных установок

Тип, производи- тельность установки	Нормативы численности на ремонт установ- ки				Номер норма- тива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов			
		текущий	средний	капитальный	
ВИМЭ-2, 20 кг/час	0,178	0,052	0,037	0,089	1
	а	б	в	г	

Т а б л и ц а 49

Ремонт лабораторного оборудования

Наименование лабораторного оборудования	Марка приборов	Нормативы 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	1,818	2,604	1
2. Хроматограф	ХЛ-4, ХЛ-6	2,646	0,038	1,152	1,456	2
3. Хроматограф лабораторный	ХЛ-3	1,580	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	1,349	5
6. Хроматограф	ХП-499, ХПА-3150	2,201	0,038	0,741	1,422	6
7. Хроматограф	ХТ-2МУ	1,803	0,038	0,561	1,204	7
8. Хроматограф	ХГ-Т	3,463	0,038	0,965	2,460	8
9. Анализаторы сероводороду	722АЕХ	1,110	0,028	0,432	0,650	9
10. Газоанализатор химический переносной	ГХП-2 МН5130	0,722	0,028	0,262	0,432	10
11. Анализаторы влаги	560	1,088	0,014	0,370	0,704	11
12. РН-метры лабораторные	ППУ-01, ВПУ-3, ЭВ-74	1,077	0,015	0,423	0,639	12
13. Рефрактометр дисперсионный универсальный	РДУ	0,850	0,028	0,349	0,473	13
14. Ампервольтметры	55	0,707	0,106	0,240	0,361	14
	57	0,699	0,106	0,244	0,349	15
15. Комплект лабораторных измерительных приборов КИП	К-50	1,400	0,070	0,556	0,774	16
16. Лабораторный трансформатор	ЛАТР-1М	0,361	0,106	0,105	0,150	17
17. Осциллографы	С1-68	2,405	-	0,909	1,496	18

Продолжение табл. 49

I	2	3	4	5	6	7
18. Осциллографы	ЭО-5	1,251	-	0,481	0,770	19
19. Термостат	Дельта, ТС-16А	0,626	0,256	0,146	0,224	20
20. Спектральный калориметр	Спектраль	0,651	0,129	0,233	0,289	21
21. Весы лаборатор- ные технические	ВЛТ-200 ВЛР-20 ВАКТ-2	0,230	0,028	0,082	0,120	22
22. Секундомеры	СМ-60	0,258	0,028	0,092	0,138	23
		а	б	в	г	

Т а б л и ц а 50

Ремонт металлорежущих станков

Основные показатели системы планового ремонта и нормы времени на ремонт приводятся в приложении 31.

Вид оборудования	Нормативы численности на ре- монт одного станка при кругло- суточной работе				Номер норма- тива
	всего	в т.ч. по видам ремон- тов			
		текущий	средний	капи- тальный	
I	2	3	4	5	6
Токарно-винторезные станки, высота центра станка:					
до 200 мм	0,090	0,062	0,017	0,011	1
до 300 мм	0,114	0,080	0,021	0,013	2
до 400 мм	0,128	0,088	0,026	0,014	3
до 500 мм	0,128	0,084	0,027	0,017	4
Трубоарезные станки 10"	0,152	0,104	0,031	0,017	5
Фрезерные станки:					
вертикально-консольно- фрезерный	0,094	0,064	0,019	0,011	6
горизонтально-консольно- фрезерный	0,089	0,061	0,018	0,010	7
поперечно-строгальные станки	0,088	0,061	0,017	0,010	8
Сверлильные станки:					
вертикальные	0,052	0,036	0,010	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

Т а б л и ц а 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

Т а б л и ц а 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

Т а б л и ц а 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

Т а б л и ц а 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 ! ! ва
	1	2	3	4	
Строительство ЛЭП без изготовления и сборки опор, траверс, наголовников с кошкой ям под опоры бурмашиной					
а) на металлических опорах	км		0,050		1
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 кошкой ям под опоры бурмашиной	км		0,017		9
Демонтаж линий связи	км		0,007		10
Строительство кабельных линий 6 кВ и 0,4 кВ с производством земляных работ:					
а) механизированным способом	км		0,332		11
б) вручную	км		0,781		12
Демонтаж кабельных линий	км		0,293		13
Монтаж трансформаторной подстанции					
а) передвижной (на санях)	I подст.		0,083		14
б) мачтовой (на деревянных опорах)	То же		0,058		15
в) закрытого типа и встроенной в производственное здание	- " -		0,043		16
Демонтаж передвижной и мачтовой трансформаторной подстанции	- " -		0,005		17

Ремонт электродвигателей

Основные показатели системы планового ремонта электродвигателей приводятся в приложении 34.

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт одного электродвигателя при круглосуточной работе					Номер норма- тива
	Всего (гр. 4+гр.6)	в том числе по видам ремонтов				
		капитальный		текущий		
		с полной перемоткой обмотки	без перемотки обмотки	в условиях спе-циализи-рованного предприятия	в условиях мас-терских производственных помеще-ний(цехов)	
1	2	3	4	5	6	7

I. Объекты и установки общего назначения

Электродвигатели ремонтных мастерских асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ, мощность, кВт:

до 1	0,0008	0,0004	0,0005	0,0002	0,0003	1
3	0,0008	0,0005	0,0005	0,0002	0,0003	2
5	0,0009	0,0005	0,0006	0,0002	0,0003	3
10	0,0011	0,0006	0,0007	0,0003	0,0004	4
20	0,0012	0,0007	0,0008	0,0003	0,0004	5
40	0,0014	0,0009	0,0010	0,0003	0,0004	6
60	0,0016	0,0010	0,0011	0,0004	0,0005	7
	а	б	в	г	д	

Продолжение табл. 55

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт одного электро- двигателя при круглосуточной работе					Номер норма- тива
	всего (гр. 4+гр. 6)	в том числе по видам ремонтов			текущий	
		капитальный	без пере- мотки об- мотки	в услови- ях дейст- вующих производ- ственных помещений (цехов)		
		с полной перемот- кой обмотки	в усло- виях специа- лизиро- ванного предприя- тия	в усло- виях мастер- ских	в услови- ях дейст- вующих производ- ственных помещений (цехов)	
I	2	3	4	5	6	7

Электродвигатели бытовых и технологи-
ческих котельных асинхронные с коротко-
замкнутым ротором напряжением 0,4 кВ

а) в обычном исполнении, мощностью
кВт:

до 1	0,0021	0,0013	0,0016	0,0006	0,0005	8
3	0,0022	0,0015	0,0017	0,0007	0,0005	9
5	0,0025	0,0017	0,0019	0,0007	0,0006	10
10	0,0030	0,0020	0,0023	0,0008	0,0007	11
20	0,0033	0,0022	0,0026	0,0009	0,0007	12
40	0,0040	0,0027	0,0032	0,0011	0,0008	13
60	0,0045	0,0031	0,0036	0,0013	0,0009	14
80	0,0051	0,0035	0,0041	0,0014	0,0010	15

б) взрывозащищенного исполнения
мощностью, кВт:

до I	0,0027	0,0017	0,0021	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
10	0,0039	0,0026	0,0030	0,0011	0,0009	I9
20	0,0043	0,0029	0,0034	0,0012	0,0009	20
40	0,0051	0,0036	0,0041	0,0014	0,0010	21
60	0,0059	0,0040	0,0047	0,0017	0,0012	22
80	0,0067	0,0046	0,0054	0,0019	0,0013	23

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

Электродвигатели синхронные напряжением 6(10) кВ, мощностью, кВт:

до 180	0,0243	0,0097	0,0141	0,0121	0,0102	24
300	0,0289	0,0113	0,0163	0,0137	0,0126	25
450	0,0362	0,0133	0,0194	0,0157	0,0168	26
600	0,0416	0,0147	0,0214	0,0173	0,0202	27
750	0,0495	0,0167	0,0244	0,0194	0,0251	28
1000	0,0570	0,0181	0,0268	0,0214	0,0302	29
2000	0,0765	0,0228	0,0335	0,0264	0,0430	30

Электродвигатели асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 6(10) кВ, мощностью, кВт:

180	0,0157	0,0081	0,0118	0,0101	0,0039	31
300	0,0184	0,0094	0,0136	0,0114	0,0048	32
450	0,0225	0,0111	0,0161	0,0131	0,0064	33
600	0,0254	0,0123	0,0178	0,0144	0,0076	34
750	0,0298	0,0139	0,0203	0,0161	0,0095	35

а б в г д

Продолжение табл. 55

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт одного электро- двигателя при круглосуточной работе						Номер нор- мати- ва
	всего (гр. 4+гр. 6)	в том числе по видам ремонтов				текущий	
		капитальный		текущий			
		с полной перемоткой обмотки	без перемотки обмотки	в условиях специализированного предприятия	в условиях мастерских		
I	2	3	4	5	6	7	
1000	0,0337	0,0151	0,0223	0,0178	0,0114	36	
2000	0,0442	0,0190	0,0279	0,0220	0,0163	37	
Электродвигатели асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ в обычном исполнении, мощностью, кВт:							
до I	0,0016	0,0011	0,0013	0,0005	0,0005	38	
3	0,0019	0,0013	0,0014	0,0005	0,0005	39	
5	0,0022	0,0014	0,0016	0,0005	0,0006	40	
10	0,0026	0,0017	0,0019	0,0007	0,0007	41	
20	0,0030	0,0018	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	0,0011	0,0010	44	
80	0,0044	0,0029	0,0034	0,0012	0,0010	45	
100	0,0049	0,0032	0,0038	0,0014	0,0011	46	

180	0,0074	0,0038	0,0056	0,0048	0,0018	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	0,0014	0,0017	0,0006	0,0006	49
3	0,0026	0,0016	0,0019	0,0007	0,0007	50
5	0,0028	0,0018	0,0020	0,0008	0,0008	51
10	0,0034	0,0022	0,0025	0,0009	0,0009	52
20	0,0038	0,0024	0,0028	0,0010	0,0010	53
40	0,0045	0,0030	0,0034	0,0012	0,0011	54
60	0,0051	0,0033	0,0039	0,0014	0,0012	55
80	0,0058	0,0038	0,0044	0,0016	0,0014	56
100	0,0063	0,0042	0,0049	0,0018	0,0014	57
180	0,0097	0,0050	0,0073	0,0062	0,0024	58
300	0,0114	0,0058	0,0084	0,0070	0,0030	59

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 закрытого исполнения, мощностью, кВт:

до 10	0,0062	0,0050	0,0058	0,0020	0,0004	60
20	0,0069	0,0055	0,0065	0,0023	0,0004	61
40	0,0084	0,0068	0,0079	0,0028	0,0005	62
60	0,0097	0,0077	0,0091	0,0032	0,0006	63

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				в условиях действующих производственных помещений (цехов)	
		капитальный		текущий			
		с полной перемоткой обмотки	без перемотки обмотки	в условиях действующих производственных помещений (цехов)	в условиях действующих производственных помещений (цехов)		
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	
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	0,0321	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	0,0417	0,0176	0,0256	0,0213	0,0161	75
450	0,0517	0,0208	0,0302	0,0245	0,0215	76
600	0,0591	0,0230	0,0333	0,0270	0,0258	77
750	0,0700	0,0261	0,0381	0,0302	0,0319	78
1000	0,0803	0,0283	0,0418	0,0333	0,0385	79
2000	0,1071	0,0355	0,0522	0,0412	0,0549	80
Электродвигатели компрессорных станций попутного нефтяного газа асинхронные с короткозамкнутым ротором взрывозащищенного исполнения						
а) напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт:						
до 180	0,0261	0,0150	0,0218	0,0187	0,0043	81
300	0,0306	0,0175	0,0253	0,0212	0,0053	82
б) напряжением 6(10) кВ, мощностью, кВт:						
450	0,0778	0,0432	0,0629	0,0511	0,0149	83
600	0,0873	0,0478	0,0694	0,0564	0,0179	84
750	0,1015	0,0544	0,0793	0,0629	0,0222	85
1000	0,1139	0,0590	0,0872	0,0695	0,0267	86
2000	0,1469	0,0740	0,1088	0,0858	0,0381	87
	а	б	в	г	д	

Продолжение табл. 55

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт одного электро- двигателя при круглосуточной работе					Номер нор- мати- ва
	в том числе по видам ремонтов					
	всего (гр. 4+гр. 6)	капитальный		текущий		
с полной перемот- кой обмотки (гр. 4+гр. 6)		в услови- ях специ- ализиро- ванного предприя- тия	без пере- мотки об- мотки	в услови- ях дейст- вующих производ- ственных помеще- ний (це- хов)	в услови- ях дейст- вующих производ- ственных помеще- ний (це- хов)	
I	2	3	4	5	6	7
Электродвигатели компрессорных станций путного нефтяного газа синхронные с короткозамкнутым ротором взрывозащищен- ного 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(10) кВ, взрывозащищенного исполнения

а) асинхронные, мощностью, кВт:

до 5000	0,2224	0,0568	0,0830	0,0633	0,1394	95
8000	0,2647	0,0615	0,0917	0,0668	0,1730	96

б) синхронные, мощностью, кВт:

до 5000	0,2668	0,0681	0,0996	0,0760	0,1672	97
8000	0,3177	0,0739	0,1101	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 1	0,0021	0,0013	0,0016	0,0006	0,0005	99
3	0,0022	0,0015	0,0017	0,0006	0,0005	100
5	0,0025	0,0017	0,0019	0,0007	0,0006	101
10	0,0030	0,0020	0,0023	0,0008	0,0007	102

б) взрывозащищенного исполнения, мощностью, кВт:

до 1	0,0026	0,0017	0,0020	0,0008	0,0006	103
3	0,0029	0,0020	0,0022	0,0008	0,0007	104
5	0,0032	0,0022	0,0025	0,0009	0,0007	105
10	0,0039	0,0026	0,0030	0,0011	0,0009	106

а б в г д

Наименование оборудования	Нормативы численности на ремонт одного электро- двигателя при круглосуточной работе					Номер нор- мати- ва
	в том числе по видам ремонтов					
	всего (гр. 4+гр. 6)	капитальный		текущий		
		с полной пере- моткой обмотки (в услови- ях специ- ализиро- ванного предпри- ятия	без перемот- ки обмотки (в услови- ях ма- стер- ских	в услови- ях дей- ствующих производ- ственных по- мещений (пехов)	в услови- ях дей- ствующих производ- ственных по- мещений (це- хов)	
1	2	3	4	5	6	7

Электродвигатели задвижек асинхронные с короткозамкнутым ротором взрывозащищенного исполнения напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт:

до 1	0,0023	0,0014	0,0017	0,0007	0,0006	107
3	0,0025	0,0017	0,0019	0,0007	0,0006	108
5	0,0029	0,0018	0,0021	0,0008	0,0008	109
10	0,0034	0,0022	0,0025	0,0009	0,0009	110

Автоматы для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб АПР-2ВБ, ключ механический универсальный КМУ, электрокабеленаматы-ватель (мехкатушка)

Электродвигатель асинхронный с короткозамкнутым ротором взрывозащищенного исполнения напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт:

до 1	0,0062	0,0044	0,0051	0,0020	0,0011	111
3	0,0068	0,0050	0,0056	0,0021	0,0012	112

5	0,0076	0,0055	0,0062	0,0023	0,0014	II3
10	0,0092	0,0065	0,0075	0,0025	0,0017	II4
	а	б	в	г	д	

Примечания: I. В нормативах предусмотрено 10% 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 10% от нормативной численности на текущий ремонт.

Т а б л и ц а 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		
I	2	3	4	5
		капитальный	текущий	
Трансформаторы силовые маслянонаполненные двухобмоточные типа ТМ				
напряжением до 10 кВ, мощностью, кВа				
до 10	0,0060	0,0043	0,0017	1
25	0,0067	0,0048	0,0019	2
40	0,0075	0,0055	0,0020	3
63	0,0082	0,0060	0,0022	4
100	0,0094	0,0070	0,0024	5
160	0,0121	0,0088	0,0033	6
250	0,0144	0,0107	0,0037	7
400	0,0203	0,0147	0,0056	8
630	0,0243	0,0184	0,0059	9
1000	0,0287	0,0211	0,0076	10
1600, 2500	0,0320	0,0222	0,0098	11
4000	0,0359	0,0253	0,0106	12
Трансформаторы силовые маслянонаполненные двухобмоточные напряжением 35/6 кВ, типов:				
ТМ 4000/35	0,0372	0,0264	0,0108	13
ТМ 6300/35	0,0408	0,0292	0,0116	14
ТД 10000/35	0,0597	0,0435	0,0162	15
ТДНС 15000/35	0,0704	0,0516	0,0188	16
ТДН 20000/35	0,0845	0,0640	0,0205	17
ТРДН 32000/35	0,1012	0,0703	0,0309	18
	а	б	в	

Продолжение табл. 56

I	2	3	4	5
Трансформаторы 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:				
ТДН, ТДН-40000/110	0,1019	0,0699	0,0320	22
ТДНГЭ-60000/110, 63000/110	0,1182	0,0775	0,0407	23
ТДНГУ-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
ТЭС-2 мощностью 1 кВа	0,0018	0,0009	0,0009	31
ТЩ 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: 1. 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 10% на выполнение станочных работ для всех видов ремонта.

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

Т а б л и ц а 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 110 кВ				
ТФНД-110м	0,0037	0,0021	0,0016	1
до 35 кВ				
ТФНД-35м, ТФНР-35, ТФН-35	0,0023	0,0012	0,0011	2
до 10 кВ				
ТПОЛ-10, ТПФ-6, ТКМ-10, ТПЛ-10, ТК-4, ТК(0-49)	0,0014	-	0,0014	3
Трансформаторы тока напряжением до 110 кВ				
НКФ-110	0,0042	0,0027	0,0015	4
до 35 кВ				
НОМ-35	0,0024	0,0013	0,0011	5
до 10 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:				
<u>до 110 кВ</u>				
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
<u>до 35 кВ</u>				
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
<u>до 10 кВ</u>				
ВМГ-10	0,0041	0,0027	0,0014	26
ВМП-10, ВМП-10П, ВМП-10К, ВММ-10, ВМШ-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
МГТ-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:				
<u>до 110 кВ</u>				
РЛН-110	0,0078	0,0056	0,0022	34

Продолжение табл. 57

I	!	2	!	3	!	4	!	5
РЛНД-110, РНДЗ-110	0,0066		0,0048		0,0018			35
РОНЗ-110	0,0078		0,0054		0,0024			36
<u>до 35 кВ</u>								
РЛН-35	0,0053		0,0037		0,0016			37
РЛНД-35, РНДЗ-35	0,0043		0,0029		0,0014			38
<u>до 10 кВ</u>								
РЛН-6, РЛН-10	0,0025		0,0014		0,0011			39
РВФ	0,0013		0,0009		0,0004			40
РЛНД-6, РЛНД-10	0,0024		0,0013		0,0011			41
РВД-III	0,0007		0,0004		0,0003			42
РВ	0,0011		0,0007		0,0004			43
Отделители напряжением:								
<u>до 110 кВ</u>								
ОД-110М, ОДЗ-110М	0,0075		0,0056		0,0019			44
<u>до 35 кВ</u>								
ОД-35, ОДЗ-35	0,0049		0,0036		0,0013			45
Короткозамкнители напряжением:								
<u>до 110 кВ</u>								
КЗ-110, КЗ-110М	0,0031		0,0019		0,0012			46
<u>до 35 кВ</u>								
КЗ-35	0,0035		0,0023		0,0012			47
Заземлители								
ЗОН-110М, ЗОН-110У	0,0019		0,0011		0,0008			48
Разрядник трубчатый типа РТВ	0,0007		0,0005		0,0002			49
Разрядник вентильный типов								
РПВ-6	0,0007		0,0004		0,0003			50
РВС-35	0,0014		0,0008		0,0006			51
Предохранители серии ПК, ПКТ,								
ПН, ПР, НПН	0,0010		-		0,0010			52
	0,0002		-		0,0002			53
		а		б		в		

Примечания: 1. 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 35-110 кВ предусмотрена замена верхнего блока, при замене нижнего или среднего блоков к нормативу численности применяется коэффициент - 1,6.

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

Т а б л и ц а 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		
I	2	3	4	5
Капитальный				
Текущий				
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	

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	14
800	0,0098	0,0048	0,0050	15
1000	0,0118	0,0060	0,0058	16
1500	0,0144	0,0072	0,0072	17
Выключатели автоматические установочные трехфазные на номинальный ток, А:				
до 200	0,0010	-	0,0010	18
400	0,0014	-	0,0014	19
600	0,0029	0,0014	0,0014	20
Пускатели магнитные непереворсивные для электродвигателей мощностью, кВт:				
до 17	0,0006	-	0,0006	21
30	0,0021	0,0013	0,0008	22
55	0,0026	0,0016	0,0010	23
75	0,0033	0,0019	0,0013	24
Контакты постоянного тока на номинальный ток, А:				
до 150	0,0010	-	0,0010	25
350	0,0013	-	0,0013	26
600	0,0040	0,0024	0,0016	27
Контакты электромагнитные воздушные на номинальный ток, А:				
до 160	0,0008	-	0,0008	28
400	0,0011	-	0,0011	29
630	0,0036	0,0022	0,0014	30
Контакты переменного тока на номинальный ток, А:				
до 150	0,0013	-	0,0013	31
300	0,0016	-	0,0016	32
600	0,0048	0,0029	0,0019	33
Пакетные выключатели на номинальный ток, А:				
до 100	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 номиналь- ный ток, А:								
до 63	0,0029	-		0,0029				37
100	0,0038	-		0,0038				38
250	0,0058	-		0,0058				39
400	0,0077	-		0,0077				40
Командоапараты кулачковые регули- руемые с числом рабочих цепей:								
до 6	0,0050	0,0011		0,0039				41
8	0,0083	0,0017		0,0066				42
16	0,0265	0,0054		0,0211				43
24	0,0300	0,0062		0,0238				44
Командоапараты кулачковые нерегу- лируемые с числом рабочих цепей:								
до 6	0,0033	0,0007		0,0026				45
10	0,0050	0,0011		0,0039				46
13	0,0069	0,0014		0,0055				47
Контроллеры кулачковые постоянного и переменного тока с сопротивлением для электродвигателей мощностью, кВт:								
до 25	0,0084	0,0018		0,0066				48
45	0,0099	0,0020		0,0079				49
65	0,0114	0,0022		0,0092				50
80	0,0131	0,0025		0,0106				51
110	0,0136	0,0030		0,0106				52
Контроллеры магнитные крановые пе- ременного тока для управления одним двигателем мощностью, кВт:								
6-36	0,0168	0,0036		0,0132				53
20-100	0,0233	0,0048		0,0185				54
Командоконтроллеры с количеством цепей:								
6	0,0049	0,0010		0,0039				55
12	0,0066	0,0013		0,0053				56
	а	б		в				

I	!	2	!	3	!	4	!	5
Универсальные ключи и переключатели с числом секций:								
4	0,0008	-		0,0008				57
8	0,0008	-		0,0008				58
12	0,0015	-		0,0015				59
16	0,0019	-		0,0019				60
Кнопки управления (на 10 шт) с числом кнопок:								
2	0,0010	-		0,0010				61
3	0,0014	-		0,0014				62
Реостаты пусковые масляные для двигателей мощностью, кВт:								
500-700	0,0595	0,0120		0,0475				63
Реостаты возбуждения для генераторов низкого напряжения и зарядных генераторов, мощностью, кВт:								
300	0,0134	0,0029		0,0105				64
550	0,0168	0,0036		0,0132				65
840	0,0201	0,0043		0,0158				66
Муфты электромагнитные с передаваемым моментом, Н/м:								
1000	0,0048	0,0014		0,0034				67
1600	0,0069	0,0019		0,0050				68
Муфты электромагнитные для дистанционного управления с моментом сцепления, Н/м:								
1,5-62	0,0048	0,0014		0,0034				69
98-244	0,0052	0,0017		0,0035				70
890-1570	0,0067	0,0022		0,0045				71
Электромагниты тормозные переменного тока с тяговым усилием, Н:								
350	0,0096	0,0029		0,0067				72
700	0,0142	0,0041		0,0101				73
1150	0,0194	0,0060		0,0134				74
1400	0,0257	0,0072		0,0185				75
Пункты распределительные силовые с числом установочных трехфазных автоматических выключателей, шт:								
4	0,0048	0,0016		0,0032				76

Продолжение табл. 58

I	!	2	!	3	!	4	!	5
6	0,0064	0,0024	0,0040	77				
8	0,0088	0,0032	0,0056	78				
10	0,0104	0,0040	0,0064	79				
12	0,0128	0,0048	0,0080	80				
Щитки осветительные распределительные с числом автоматических выключателей, шт:								
4	0,0031	0,0011	0,0020	81				
8	0,0038	0,0014	0,0024	82				
16	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 1,5	0,0259	0,0048	0,0211	86				
Электроосветительная арматура (10 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	0,0010	-	0,0010	89				
во взрывоопасном исполнении	0,0062	0,0048	0,0014	90				
Электроосветительная арматура (10 светильников) наружной установки								
с одной лампой накаливания	0,0012	-	0,0012	91				
с люминесцентными лампами с числом ламп до двух	0,0014	-	0,0014	92				
то же с числом ламп четыре и более	0,0019	-	0,0019	93				
	а	б	в					

Примечания: 1. 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 10% на выполнение станочных работ для всех видов ремонта.

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

Т а б л и ц а 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
1. Распределительные устройства типа КСО-2УМ				
Ячейка ввода 6 кВ	0,015	0,011	0,004	1
Ячейка трансформатора напряжения-разрядника	0,012	0,008	0,004	2
Ячейка промышленной 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 РТКУ (польские) с трансформаторами мощностью, кВа:				
25	0,0310	0,0180	0,0130	12
40	0,0318	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	0,0220	0,0144	16				
250	0,0387	0,0239	0,0148	17				
Типа КТШН-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 КТШН-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 ПМП								
На подстанцию	0,015	0,011	0,004	27				
5. Подстанции комплектные типа ПМБ								
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					

Т а б л и ц а 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	
I	2	3	4	5
Кабельные линии напряжением до 10 кВ, проложенные в земле, на 1000 м, сечением, мм²:				
16-35	0,0062	0,0048	0,0014	1
50-70	0,0094	0,0072	0,0022	2
95-120	0,0112	0,0086	0,0026	3
150-185	0,0150	0,0115	0,0035	4
240	0,0200	0,0154	0,0046	5
Кабельные линии напряжением до 10 кВ, проложенные по кирпичным и бетонным основаниям, на 1000 м, сечением, мм²:				
16-35	0,0386	0,0058	0,0328	6
50-70	0,0638	0,0091	0,0547	7
95-120	0,0744	0,0106	0,0638	8
150-185	0,0965	0,0144	0,0821	9
240	0,1287	0,0192	0,1095	10
Кабельные линии напряжением до 10 кВ, проложенные в непроходных каналах и трубах, на 1000 м, сечением, мм²:				
16-35	0,0100	0,0077	0,0023	11
50-70	0,0150	0,0115	0,0035	12
95-120	0,0182	0,0139	0,0043	13
150-185	0,0235	0,0182	0,0053	14
240	0,0312	0,0240	0,0072	15
Внутрицеховые силовые сети, проложенные в трубах в чистых и сухих помещениях, на 100 м провода, с затяжкой ванием одного провода, сечением, мм²:				
1,5-6	0,0006	0,0002	0,0004	16
	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, мм ² :				
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, мм ² :				
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, мм ² :				
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, мм ² :				
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, мм ² :				
1,5-6	0,0019	0,0007	0,0012	41

Продолжение табл. 60

I	!	2	!	3	!	4	!	5
10-16	0,0023	0,0009	0,0014	42				
25-35	0,0028	0,0011	0,0017	43				
50-70	0,0040	0,0016	0,0024	44				
95-120	0,0050	0,0020	0,0030	45				
То же, с затягиванием трех проводов, сечением, мм²:								
1,5-6	0,0024	0,0010	0,0014	46				
10-16	0,0028	0,0011	0,0017	47				
25-35	0,0034	0,0014	0,0020	48				
50-70	0,0051	0,0021	0,0032	49				
95-120	0,0066	0,0026	0,0040	50				
То же, с затягиванием четырех проводов, сечением, мм²:								
1,5-6	0,0033	0,0013	0,0020	51				
10-16	0,0038	0,0014	0,0024	52				
25-35	0,0046	0,0018	0,0028	53				
50-70	0,0062	0,0026	0,0036	54				
95-120	0,0081	0,0033	0,0048	55				
Внутрицеховые силовые сети, проложенные изолированным проводом по кирпичным и бетонным основаниям, на 100 м провода, сечением, мм²:								
1,5-6	0,0019	0,0007	0,0012	56				
10-16	0,0026	0,0010	0,0016	57				
25-35	0,0032	0,0012	0,0020	58				
50-70	0,0038	0,0014	0,0024	59				
свыше 70	0,0048	0,0018	0,0030	60				
Осветительные сети из кабеля, провода, шнура, проложенные по кирпичным и бетонным основаниям, на 100 м провода, сечением, мм²:								
2 x 1,5-4	0,0020	0,0008	0,0012	61				
3 x 2,5-4	0,0026	0,0010	0,0016	62				
То же при скрытой проводке сечением, мм²:								
2 x 1,5-4	0,0030	0,0012	0,0018	63				
3 x 2,5-4	0,0034	0,0014	0,0020	64				
	а	б	в					

Продолжение табл. 60

I	2	3	4	5
Открытые ошиновки и шинопроводы, на 10 м, для тока, А:				
600	0,0008	0,0006	0,0002	65
1600	0,0010	0,0008	0,0002	66
2400	0,0013	0,0010	0,0003	67
4000	0,0017	0,0013	0,0004	68
Воздушные линии напряжением до 1000 В на деревянных опорах, на 1000 м однолинейного провода сечением, мм ² :				
до 35	0,0053	0,0014	0,0039	71
50	0,0071	0,0019	0,0052	72
70	0,0089	0,0024	0,0065	73
95 и более	0,0107	0,0029	0,0078	74
То же, на металлических и железобетонных опорах, сечением, мм ² :				
до 35	0,0014	0,0006	0,0008	75
50	0,0022	0,0010	0,0012	76
70	0,0028	0,0013	0,0015	77
95 и более	0,0035	0,0016	0,0019	78
Воздушные линии напряжением 6 кВ на деревянных опорах, на 1000 м однолинейного провода				
	0,0040	0,0024	0,0016	79
То же, на металлических и железобетонных опорах				
	0,0024	0,0008	0,0016	80
Воздушная линия напряжением 35-110 кВ на железобетонных и металлических опорах, на 1000 м однолинейного провода				
	0,0075	0,0025	0,0050	81
Заземляющие проводники распределительные, на 100 ед. оборудования подстанций, насосных, механических цехов и др.				
	0,0196	0,0084	0,0112	82
Заземляющие проводники магистральные на 100 м				
	0,0112	0,0048	0,0064	83
Заземляющие проводники воздушных линий электропередач на 100 опор				
	0,0029	0,0029	-	84
	в	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 - 1,3.

3. При выполнении работ на крутых склонах (уклон более 1:5) к нормативам численности необходимо применять следующие коэффициенты:

для Кавказского хребта и его отрогов; крутые продольные склоны - 1,5; крутые поперечные склоны - 2,0;

для Уральских, Крымских, Алтайских, Среднеазиатских гор: крутые продольные склоны - 1,3; крутые поперечные склоны - 1,8.

4. Нормативами предусмотрено 5% на выполнение станочных работ.

Т а б л и ц а 61

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 12,5 В, емкостью, Ач				
60-100	0,0011	0,0005	0,0006	1
250-300	0,0015	0,0006	0,0009	2
400-500	0,0020	0,0007	0,0013	3
То же, напряжением 25 В, емкостью, Ач				
60-100	0,0027	0,0010	0,0017	4
250-300	0,0029	0,0012	0,0017	5
400-500	0,0036	0,0014	0,0022	6
То же, напряжением 32,5 В, емкостью, Ач				
60-100	0,0025	0,0012	0,0013	7
250-300	0,0037	0,0015	0,0022	8
400-500	0,0045	0,0019	0,0026	9
	а	б	в	

Продолжение табл. 6I

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 положи- тельными и отрицательными коробча- тыми пластинами, в стеклянных сосу- дах 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 12-24 В, емкостью, Ач								
до 72	0,0256	0,0192	0,0064	33				
144	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, ем- костью, Ач								
до 72	0,0320	0,0224	0,0096	37				
144	0,0384	0,0256	0,0128	38				
288	0,0400	0,0272	0,0128	39				
432	0,0408	0,0280	0,0128	40				
То же, напряжением 60 В, ем- костью, Ач								
до 72	0,0384	0,0256	0,0128	41				
144	0,0408	0,0280	0,0128	42				
288	0,0416	0,0288	0,0128	43				
432	0,0448	0,0320	0,0128	44				
То же, напряжением 110 В, ем- костью, Ач								
до 72	0,0480	0,0352	0,0128	45				
144	0,0560	0,0400	0,0160	46				
288	0,0608	0,0432	0,0176	47				
432	0,0656	0,0464	0,0192	48				
То же, напряжением 220 В, ем- костью, Ач								
до 72	0,0800	0,0576	0,0224	49				
144	0,0896	0,0640	0,0256	50				
288	0,1024	0,0736	0,0288	51				
432	0,1120	0,0800	0,0320	52				
	а	б	в					

Примечания: 1. 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 1,7.

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.

Т а б л и ц а 62

Ремонт конденсаторных установок и электропечей
сопротивления

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 4Г.

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	1
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

	1	2	3	4	5
То же, регулируемые на номинальную мощность, кВАр					
75	0,0112	0,0036	0,0076		12
100	0,0149	0,0048	0,0101		13
300	0,0198	0,0072	0,0126		14
<u>Электропечи</u>					
Электропечи сопротивления, кВт					
до 15	0,0098	0,0059	0,0039		15
30	0,0148	0,0089	0,0059		16
45	0,0197	0,0118	0,0079		17
60	0,0246	0,0148	0,0098		18
75	0,0295	0,0177	0,0118		19
90	0,0335	0,0197	0,0138		20
100	0,0442	0,0265	0,0177		21
110 и более	0,0541	0,0325	0,0216		22
	а	б	в		

Примечания: 1. 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.

Т а б л и ц а 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		
I	2	3	4	5
Работающие в стационарных условиях:				
Сварочные трансформаторы на номинальный сварочный ток, А:				
160	0,0080	0,0048	0,0032	1
250	0,0088	0,0056	0,0032	2
315	0,0102	0,0064	0,0038	3
500	0,0154	0,0096	0,0058	4
1000	0,0230	0,0144	0,0086	5
Однопостовые сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток, А:				
120	0,0189	0,0112	0,0077	6
300	0,0219	0,0128	0,0090	7
500	0,0320	0,0192	0,0128	8
1000	0,0480	0,0288	0,0192	9
Многопостовые сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток, А				
500	0,0432	0,0256	0,0176	10
1000	0,0592	0,0352	0,0240	11
Однопостовые сварочные выпрямители на номинальный сварочный ток, А				
125	0,0189	0,0112	0,0077	12
315	0,0272	0,0160	0,0112	13
500	0,0480	0,0288	0,0192	14
630	0,0608	0,0352	0,0256	15
1000	0,0688	0,0400	0,0288	16
	а	б	в	

Продолжение табл. 63

	1	2	3	4	5
Многопостовые сварочные выпрямители на номинальный сварочный ток, А:					
1000	0,0800	0,0480	0,0320		17
1600	0,1088	0,0640	0,0448		18
3000	0,1488	0,0880	0,0608		19
Реостаты балластные на 30 А	0,0051	0,0032	0,0019		20
Осцилляторы	0,0063	0,0037	0,0026		21
Передвижные					
Сварочные трансформаторы на номинальный сварочный ток, А					
160	0,0288	0,0144	0,0144		22
250	0,0312	0,0168	0,0144		23
315	0,0365	0,0192	0,0173		24
500	0,0547	0,0288	0,0259		25
1000	0,0821	0,0432	0,0389		26
Однопостовые сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток, А:					
120	0,0682	0,0336	0,0346		27
300	0,0787	0,0384	0,0403		28
500	0,1152	0,0576	0,0576		29
1000	0,1728	0,0864	0,0864		30
Многопостовые сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток, А:					
500	0,1560	0,0768	0,0792		31
1000	0,2136	0,1056	0,1080		32
Сварочные генераторы постоянного тока для передвижных сварочных агрегатов, на номинальный ток, А:					
120	0,0485	0,0240	0,0245		33
300	0,0634	0,0288	0,0346		34
500	0,0787	0,0384	0,0403		35
1000	0,1272	0,0624	0,0648		36
Однопостовые сварочные выпрямители на номинальный сварочный ток, А:					
125	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
Осцилляторы		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.

Т а б л и ц а 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, кривоковые				
5	0,044	0,021	0,023	I
10	0,058	0,028	0,030	2
15	0,064	0,031	0,033	3
20-30	0,088	0,042	0,046	4
б) краны электрические консольно-поворотные				
0,5	0,011	0,005	0,006	5
1,5	0,012	0,006	0,006	6
2	0,021	0,010	0,011	7
3	0,027	0,013	0,014	8
5	0,031	0,015	0,016	9
в) тали электрические				
0,25-0,5	0,005	0,002	0,003	10
I	0,008	0,004	0,004	11
2	0,010	0,005	0,005	12
3-5	0,011	0,005	0,006	13
г) электрокран-балки				
I	0,025	0,012	0,013	14
2	0,026	0,013	0,013	15
3	0,027	0,013	0,014	16
5	0,029	0,014	0,015	17
	а	б	в	

Продолжение табл. 64

	I	II	III	IV	V
2. Работавшие на переменном токе на открытых площадях					
а) краны мостовые электрические, крюковые					
5	0,076	0,053	0,023		18
10	0,100	0,070	0,030		19
15	0,109	0,076	0,033		20
20-30	0,152	0,106	0,046		21
б) краны электрические консольно-поворотные					
0,5	0,019	0,013	0,006		22
1,5	0,021	0,015	0,006		23
2	0,036	0,025	0,011		24
3	0,047	0,033	0,014		25
5	0,055	0,039	0,016		26
в) тали электрические					
0,25-0,5	0,009	0,006	0,003		27
1	0,014	0,010	0,004		28
2	0,017	0,012	0,005		29
3-5	0,019	0,013	0,006		30
г) электрокран-балки					
1	0,043	0,030	0,013		31
2	0,045	0,031	0,014		32
3	0,047	0,033	0,014		33
5	0,050	0,035	0,015		34
3. Работавшие на постоянном токе в защищенных помещениях					
а) краны мостовые, электрические, крюковые					
5	0,064	0,031	0,033		35
10	0,075	0,036	0,039		36
15	0,080	0,039	0,041		37
20	0,107	0,052	0,055		38
30	0,102	0,049	0,053		39
4. Работавшие на постоянном токе на открытых площадях					
а) краны мостовые электрические, крюковые					
5	0,109	0,076	0,033		40
10	0,128	0,089	0,039		41

Продолжение табл. 64

I	!	2	!	3	!	4	!	5
15	0,138	0,096	0,042	42				
20	0,185	0,129	0,056	43				
30	0,176	0,123	0,053	44				
	а	б	в					

Примечания: 1. 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 10% на выполнение станочных работ.

Т а б л и ц а 65

Ремонт средств электрической защиты от коррозии
металлических трубопроводов

Основные показатели системы планового ремонта приводятся в приложении 44.

Наименование оборудования	! Нормативы численности на ре- ! ! монт единицы оборудования !			! Номер ! ! норма- ! ! тива !				
	! всего !	! в т.ч. по видам ! ! ремонтов !						
		! текущий !	! капиталь- ! ! ный !					
I	!	2	!	3	!	4	!	5
Станция катодной защиты (без линий электропередач)	0,0395	0,0253	0,0142	1				
Станция дренажной защиты (без кабеля)	0,0131	0,0084	0,0047	2				
Протекторные установки (на 10 шт.)	0,0004	0,0001	0,0003	3				
	а	б	в					

Примечания: 1. 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.

Т а б л и ц а 66

Электролабораторные работы

Выполняемая работа	Норматив численности		Номер норматива
	1	2	
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

Т а б л и ц а 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
<u>Электроцентробежные насосы отечественного производства</u>				
1. ЭЦН 5-200-800	0,0144	0,0148	-	I
2. ЭЦН 5-40-1400	0,0165	0,0171	-	2
3. ЭЦН 5-130-1200	0,0170	0,0176	-	3
4. ЭЦН 5-80-1550	0,0206	0,0214	-	4
5. ЭЦН 5А-360-600, ЭЦН 5А-360-700	0,0102	0,0106	-	5
6. ЭЦН 5А-250-800	0,0114	0,0117	-	6
7. ЭЦН 5А-160-1100	0,0143	0,0148	-	7
8. ЭЦН 5А-100-1350	0,0158	0,0164	-	8
9. ЭЦН 5А-250-1000	0,0197	0,0201	-	9
10. ЭЦН 6-350-850	0,0100	0,0102	-	10
11. ЭЦН 6-350-1100, ЭЦН 6-500-750	0,0108	0,0112	-	11
	а	б	в	

Продолжение табл. 67

I	!	2	!	3	!	4	!	5
12. ЭЦН 6-250-1050		0,0126		0,0130		-		12
13. ЭЦН 6-100-1500		0,0138		0,0143		-		13
14. ЭЦН 6-250-1400		0,0146		0,0151		-		14
15. ЭЦН 6-160-1450		0,0154		0,0160		-		15
16. ЭЦН 5-80-1200, ЭЦН 5А-160-1400, ЭЦН 6-250-1600		0,0166		0,0172		-		16
17. ЭЦН 5-130-1400		0,0202		0,0210		-		17
18. ЭЦН 5А-360-850		0,0129		0,0133		-		18
19. ЭЦН 5А-500-800		0,0142		0,0147		-		19
20. ЭЦН 5А-360-1100		0,0158		0,0163		-		20
21. ЭЦН-5А-250-1400		0,0165		0,0171		-		21
22. ЭЦН 5А-160-1750		0,0208		0,0216		-		22
23. ЭЦН 6А-700-800		0,0114		0,0118		-		23
24. ЭЦН 6А-500-1100		0,0144		0,0148		-		24
25. ЭЦН 6-1000-900		0,0143		0,0147		-		25
26. ЭЦН 6-700-1100		0,0154		0,0159		-		26
27. ЭЦН 6-1400-800		0,0159		0,0164		-		27
<u>Электроцентробежные насосы импортные</u>								
1. Центробежные насосы фирмы "Байрон-Джексон"		-		0,0132		0,0005		28
2. Центробежные насосы фирмы "РЭДА"-350		-		0,0081		-		29
"РЭДА"-700		-		0,0070		-		30
3. Газосепаратор ЭЦН фирмы "РЭДА"-700		-		0,0013		-		31
"РЭДА"-350		-		0,0019		-		32
<u>Погружные электродвигатели типа ПЭД</u>								
1. ПЭД-20-103		0,0087		0,0203		0,0007		33
2. ПЭД-28-103		0,0087		0,0203		0,0007		34
3. ПЭД-32-103		0,0087		0,0208		0,0007		35
4. ПЭД-40-103		0,0088		0,0211		0,0007		36
5. ПЭД-45-103		0,0088		0,0219		0,0007		37
6. ПЭД-45-117		0,0089		0,0232		0,0005		38
7. ПЭД-63-117		0,0089		0,0237		0,0005		39
8. ПЭД-65-117		0,0089		0,0269		0,0005		40
9. ПЭДС-90-117		0,0088		0,0361		0,0011		41
				а		б		в

Продолжение табл. 67

I	2	3	4	5
10. Погружные электродвигатели ПЭДП-500-375В5	0,0248	0,0433	0,0060	42
11. ПЭДП-700-375В5	0,0328	0,0513	0,0060	43
12. Погружные электродвигатели фирмы "Байрон-Джексон"	0,0154	0,0687	0,0010	44
13. Электродвигатели фирмы "РЭДА"				
тип А	0,0032	0,0082	-	45
тип Б	0,0033	0,0083	-	46
14. Протектор фирмы "Байрон-Джексон"	-	0,0029	-	47
15. Протектор фирмы "ГЭДА"	-	0,0077	-	48
16. Гидрозащита типа "Г"	-	0,0047	0,0009	49
17. Трансформаторы типа ТМЛН	-	0,0303	-	50
18. Кабель (1000 м)	0,004	0,008	-	51
	а	б	в	

Т а б л и ц а 68

Монтаж и демонтаж ЭПУ на скважине и
транспортировка

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении 46.

Выполняемая работа	Единица	Норматив чис-	Номер
	измере- ния	ленности на единицу изме- рения	норма- тива
I	2	3	4
1. Монтаж			
а) установок отечественного производства			
с гидрозащитой "ГД"	10 мон- таж.	0,0255	1
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"	10 де- монтаж.	0,0152	6

Продолжение табл. 68

I	!	2	!	3	!	4
с гидрозащитой "К"		10 демон- таж		0,0133		7
б) импортных установок						
"РЭДА"-350	- "	-		0,0372		8
"РЭДА"-700	- "	-		0,0402		9
"Байрон-Джексон"	- "	-		0,0362		10
3. Погрузка-выгрузка установок в ком- плексе		10 работ		0,0063		11
4. Транспортировка (сопровождение) по местности:						
а) резко пересеченной		10 км		0,0005		12
б) пересеченной	- "	-		0,0004		13
в) равнинной	- "	-		0,0003		14

Т а б л и ц а 69

Обслуживание наземного электрооборудования
скважин, оборудованных электропгужными насосами

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в прило-
жении 47.

Выполняемая работа на одной скважине эк- сплуатационного фонда, оборудованной ЭПУ	!	Норматив числен- ности на одну скважину	!	3	!	4	
I	!	2	!	3	!	4	
1. Запуски по заявкам		0,0047		1			
2. Проверка после запуска		0,0070		2			
3. Текущий ремонт станции управления		0,0041		3			
4. Запуск после ПРС		0,0021		4			
5. Замена наземного оборудования:							
замена станции управления		0,0008		5			
замена трансформатора		0,0003		6			
подготовка кабеля для обвязки СУ и транс- форматора		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 электро- оборудования		Коэффициент 1,3 к нормативам числен- ности на обслужива- ние наземного элек- трооборудования.					

IX. Подземный (текущий) ремонт скважин (ПРС)

Т а б л и ц а 70

Подготовка скважин к подземному (текущему) ремонту

Профессии рабочих	! Численность бригады! ! по подготовке сква- ! жин к ПРС	! Номер ! нормати- ! ва
Операторы по подготовке скважин к под- земному ремонту	4	
Подсобные (транспортные) рабочие	1	
ИТОГО:	5	1

Т а б л и ц а 71

Примерное соотношение между числом основных и
подготовительных бригад в подземном (текущем) ре-
монте скважин

Режим работы бригады по ремонту скважин	! Коэффициент ! сменности ос- ! новных бригад	! Число подго- ! товительных ! бригад на од- ! ну 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	1,75	0,22
В одну смену:		
по скользящему графику	1,0	0,14
по графику с выходными днями	0,75	0,13

Т а б л и ц а 72

Подземный (текущий) ремонт скважин

Профессии рабочих	: Численность бригады: : ПРС на одну смену	: Номер : нормати- : ва
Оператор по подземному ремонту сква- жин	2	1
Машинист подъемника	1	2

Примечания: 1. При работе с насосно-компрессорными трубами диаметром 114 мм численность бригады увеличивается на 1 чел. в смену.

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

$$N_{\text{ч}} = \frac{\sum \text{ч}_{\text{прс}} \times t \times \text{п}}{T_{\text{ф}}}$$

где $\text{ч}_{\text{прс}}$ - численность бригады ПРС на одну смену;

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

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

$T_{\text{ф}}$ - время работы подъемника (агрегата) в год в условиях прерывного или непрерывного производства работ.

Х. Капитальный ремонт скважин (КРС)

Т а б л и ц а 73

Подготовка скважин к капитальному ремонту

Профессии рабочих	! Численность бригады ! по подготовке сква- ! жин к КРС	! Номер ! норма- ! тива
Операторы по подготовке скважин к капитальному ремонту	4	
Подсобные (транспортные) рабочие	2	
ИТОГО:	6	I

Т а б л и ц а 74

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

Режим работы бригад по ремонту скважин	! Коэффициент ! сменности ос- ! новных бригад	! Число подготови- ! тельных 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	0,18
по графику с выходными днями	1,75	0,17
В одну смену		
по графику без выходных дней	1,0	0,11
по графику с выходными днями	0,75	0,09

Т а б л и ц а 75

Капитальный ремонт скважин

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

Примечания: 1. При работе с бурильными или насосно-компрессорными трубами диаметром 114 мм, а также при спуске и подъеме обсадной колонны численность бригады увеличивается на 1 чел. в смену.

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

Т а б л и ц а 76

Подготовка технологической жидкости (соленой воды)

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении 48.

Выполняемая работа	! Единица	! Норматив числен-	! Номер
	! измерения	! ности на единицу	! норма-
I	! 2	! 3	! 4
1. Приготовление технологической жидкости	100 м ³	0,0062	1
2. Замер удельного веса технологической жидкости ареометром	100 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	I очистка	0,0004	5

XI. Обслуживание и ремонт средств и систем автоматизации и телемеханизации

Т а б л и ц а 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

I	! Норматив численности на I объект (см. табл. 78) !			! Номер норматива !
	2	3	3	
I. Скважина эксплуатационная:				
манометр технический ОБМ		0,0003		I
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	14
8. Узлы оперативного учета жидкости:		
оборудованные расходомерами НОРД и Турбоквант	0,0430	15
оборудованные КОР-МАС	0,2506	16
оборудованные расходомерами системы А.О.Смит	0,2120	17
9. Кустовая насосная станция (КНС, БКНС)		
9.1. Общестанционное оборудование	0,0598	18
9.2. Средства учета воды по разводящим водоводам:		
оборудованные комплектом КСД-ДМ	0,0273	19
оборудованные ДСС-710, ДСС-712	0,0105	20
9.3. Средства КИПиА насосного агрегата ЦНС	0,1262	21
10. УЭЩ с блоком напорной гребенки	0,1797	22
11. Водораспределительная гребенка ПЩ автоматизируемая	0,0264	23
телемеханизированная	0,0704	24
12. Установка предварительного сброса воды УПС-2000	0,0393	25
13. Сепарационная установка (на I емкость)	0,0403	26
14. Установка подготовки нефти производительностью 3,5 млн. т в год (ГДР)	6,2795	27
15. Резервуарный парк		
15.1. С полевой системой дистанционного измерения уровня в резервуарах КОР-ВОЛ	0,0551	28
15.2. С дистанционным управлением в операторной ТП	1,3816	29
15.3. Оборудованный уровнемерами УДУ-5,10	0,0419	30
16. Насосная нефтяная (бензонасосная)	0,0959	31
17. Блок теплообменников	0,1302	32
18. Блок обессоливания нефти	0,5897	33
19. Блок обезвоживания	0,2085	34
20. Электродегидратор	0,0878	35
21. Печи для подогрева нефти (на один блок)	0,2048	36
22. Блок стабилизации нефти	0,1674	37
23. Установка по дополнительному отбору ПФЛУ	0,1532	38
24. Циркуляционная водонасосная	0,1201	39
25. Бензосклад (на I емкость)	0,037	40
26. Блок реагентного хозяйства	0,0785	41
27. Очистные сооружения	0,9412	42

Продолжение табл. 77

I	!	2	!	3
28. Компрессорная воздушная (на 2 компрессора)	0,1726			43
29. Компрессорная станция (импортная часть). Приборы КИПА линии К-100, К-200, К-300	7,9336			44
30. Газораспределительный пункт (ГРП)	0,0871			45
31. Котельная				
31.1. Общие средства КИПА, установленные в котельной	0,1057			46
31.2. Средства КИПА, установленные в котле ДКВР-4-16	0,0976			47
32. Прибора КИПА (установленные в котельной с двумя водогрейными котлами (финская)	0,3942			48
33. Установка осушки газа (производство ГДР)	0,3573			49
34. Общие средства КИПА, установленные на одном газовом компрессоре УПН (производство ГДР)	0,0520			50
35. Общие средства КИПА, установленные на одном компрессоре воздуха	0,0606			51
36. Общие средства КИПА, установленные на узле учета при ПУЗ	0,3670			52
37. Групповая установка "Сателлит"				
37.1. Блок замерного сепаратора	0,2577			53
37.2. Здание группового сепаратора	0,1963			54
37.3. Здание КИП	0,2244			55
37.4. Оборудование ДШ	0,8280			56
38. Блочная деэмульсионная установка УДО-ЭМ	0,0368			57
39. Средства сбора и обработки информации				
39.1. Устройство телемеханики ТМ-600М	0,8481			58
39.2. Устройство телемеханики ТМ-620	0,8481			59
39.3. Устройство телемеханики ТМ-620-01	0,8481			60
39.4. Устройство телемеханики ТМ-300	0,9783			61
39.5. Система КТС ЛИУС	0,3728			62
39.6. Система "Учет-2"	0,3022			63
40. Средства КИПА, установленные на компрессорной станции с агрегатами 8ГК, 10ГК, КС-550				
40.1. Общие средства КИПА, установленные на компрессорной станции	0,1088			64
40.2. Средства КИПА, установленные на I компрессорном агрегате 8ГК	0,0275			65

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

Т а б л и ц а 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)	!Ко- !ли- !чест- !во	!Норматив численности		!Номер !нор- !матив- !ва				
		!на еди- !ницу	!на весь !объем					
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-1М	I	0,0042		0,0042				4
Станция управления: СУС	I	0,0217		0,0217				5
БУС-3М	I	0,0277		0,0277				6

	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 ОВМ	2	0,0003	0,0006	-
Манометр электроконтактный ВЭ-16РБ	1	0,0016	0,0016	-
Блок управления	1	0,0195	0,0195	-
Устройство замера дебита; "Импульс"				
газовая заслонка	1	0,0014	0,0014	-
регулятор уровня (поплавок с противовесом)	1	0,0031	0,0031	-
счетчик нефти ТОР-1-50	1	0,0080	0,0080	-
регулятор расхода РР	1	0,0041	0,0041	-
Аппаратура КИ устройства телемеханики ТМ-620-КИ	1	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	11
5. Дожимная насосная станция (ДНС)				
Блок местной автоматики на 3 агрегата БМА	1	0,0125	0,0125	-
Манометр технический ОВМ	6	0,0003	0,0018	-
Манометр электроконтактный ВЭ-16РБ	6	0,0016	0,0096	-
Датчик уровня АО-6, РУПШ ЛУЖ-1М	2	0,0028	0,0056	-
Блок автоматики БА-2	2	0,0145	0,0290	-
Аппаратура контроля температуры	1	0,0098	0,0098	-
Датчик температуры	6	0,0002	0,0012	-
Сигнализаторы уровня (контроль утечки сальников)	3	0,0034	0,0102	-
Аппаратура КИ устройства телемеханики ТМ-620 (ТМ-600) КИ	1	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	12

Продолжение табл. 78

I	!	2	!	3	!	4	!	5
6. <u>Насос-дозатор с блоком защиты</u>								
Блок защиты и управления электродвигателя НДУ	I	0,0044		0,0044				-
Электродвигатель ЦШУ Р=1,1 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. <u>Блок реагента БР-2,5</u>								
Щит контроля и управления	I	0,0138		0,0138				-
Датчик предельного уровня ДПУ-1	I	0,0028		0,0028				-
Дифманометр ДМ-3583	I	0,0036		0,0036				-
Мосты электронные ВФС, КСМ-1	2	0,0130		0,0260				-
Манометр электроконтактный ВЭ-16РБ	I	0,0016		0,0016				-
Манометр технический ОБМ	I	0,0003		0,0003				-
Термометр сопротивления ТСМ-1	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. <u>Узлы оперативного учета жидкости</u>								
8.1. <u>Оборудованные расходомерами НОРД и Турбоквант</u>								
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. <u>Оборудованные КОР-МАС</u>								
Операционный шкаф № 1, № 2	I	0,0607		0,0809				-
	I	0,0202						-
Цифропечатающее устройство Солартрон	I	0,0135		0,0135				-

I	2	3	4	5
Узел качества:				
блок пробоотборника АМ-100	I	0,0128	0,0128	
плотномер Денситон	I	0,0088	0,0088	
влажномер Аквинол	I	0,0106	0,0106	
Циркулярный насос с электродвигателем	I	0,0019	0,0053	
	I	0,0034		
Отопление-электродпечь сопротивления	2	0,0063	0,0126	
Преобразователь расхода турбинный Турбоквант	3	0,0083	0,0249	
Датчик давления	3	0,0016	0,0048	
Магнитоиндукционный датчик	3	0,0016	0,0048	
Итого			0,1790	
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы, обслуживание коммутационной аппаратуры) и переходы между объектами			0,0716	
Всего			0,2506	16
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	
влажномер Аквинол	I	0,0106	0,0106	
Вторичный прибор СМИТ	3	0,0303	0,0909	
Датчик магнитоиндукционный	3	0,0016	0,0048	
Блок пробоотборника АМ-100	I	0,0128	0,0128	
Манометр технический ОВМ	3	0,0003	0,0009	
Итого:			0,1514	
Кроме того, 40% прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы) и переходы между объектами			0,0606	
Всего:			0,2120	17
9. <u>Кустовая насосная станция (КНС, БКНС)</u>				
9.1. Общестанционное оборудование				
Аппаратура КП устройства телемеханики ТМ-620-01	I	0,0252	0,0327	
Блок силовой	I	0,0061	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-1М	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		18
9.2. Средства учета воды по разводящим водоводам								
9.2.1. Оборудованные комплектом КСД-ДМ								
Сужающее устройство ДКН	I	0,0008		0,0010				
Вентили игольчатые высокого давления	2	0,0002		0,0005				
Дифманометр ДМ	I	0,0036		0,0047				
Вторичный прибор КСД	I	0,0162		0,0211				
Итого:						0,0273		19
9.2.2. Оборудованные ДСС-710, ДСС-712								
Сужающее устройство ДКН	I	0,0008		0,0010				
Вентили игольчатые высокого давления	2	0,0002		0,0005				
Дифманометр ДСС-710, ДСС-712	I	0,0070		0,0090				
Итого:						0,0105		20
Примечание. Гр.4 подсчитана с учетом К-1,30 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	0,0417		0,0417				
Блок местного управления	I	0,0195		0,0195				
Блок температурной защиты КТТ-1	I	0,0098		0,0098				
Термометры сопротивления ТСМ	4	0,0002		0,0008				
Датчик утечки сальников	2	0,0055		0,0110				
Датчик уровня масла в маслобаке	I	0,0028		0,0028				
Манометр технический ОБМ	2	0,0003		0,0006				
Манометр электроконтактный ЭКМ-1У	3	0,0013		0,0039				
Датчик давления ДДК-6М	I	0,0070		0,0070				
Итого:						0,0971		

I	!	2 !	3	!	4	!	5
Кроме того, 30% на ликвидацию порывов импульсных линий, обслуживание концевых выключателей, электродвигателей, концевых кабелей, на реконструктивные и организационные работы, на переходы между объектами					0,0291		
Всего на I агрегат					0,1262		21
<u>10. УЭЩ с блоком напорной гребенки</u>							
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)	1	0,0252	0,0252				
Вентили игольчатые высокого давления	1	0,0021	0,0021				
Щит расхода для приборов учета воды	1	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
<u>11. Водораспределительная гребенка ПЩ</u>							
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	1	0,0188	0,0188				
аппаратура КП устройства телемеханики ТМ-600	1	0,0252	0,0252				
Итого:					0,0704		24
<u>12. Установка предварительного сброса воды УПС-2000</u>							
Технический манометр ОБМ	2	0,0003	0,0006				
Манометры электроконтактные ВЭ-16РБ	2	0,0016	0,0032				
Датчик уровня ДПУ-1М	1	0,0028	0,0028				
Регулятор уровня РУМ	1	0,0031	0,0031				

I	2	3	4	5
Блок автоматики БА-2	1	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
<u>13. Сепарационная установка (на I емкость)</u>				
Сигнализатор уровня ДПУ-1М	1	0,0028	0,0028	
Блок автоматики БА-2	1	0,0145	0,0145	
Уровнемер буйковый УП-П	1	0,0019	0,0019	
Регулирующий блок ПР-3,21	1	0,0024	0,0024	
Вторичный прибор ПВ-10,1Э	1	0,0049	0,0049	
Клапан регулирующий КР	1	0,0014	0,0014	
Редуктор давления с фильтром РДФ-3	2	0,0008	0,0016	
Манометр электроконтактный ВЭ-16РВ	1	0,0016	0,0016	
Манометр самопишущий МТС-712	1	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
<u>14. Установка подготовки нефти производительностью 3,5 млн. т в год (ГДР)</u>				
<u>14.1. Приборы системы АУС и "Старт"</u>				
Приборы вторичные пневматические:				
ПВ-3,2	12	0,0031	0,0372	
ПВ-10-1Э	15	0,0049	0,0735	
ПВ-1,3	22	0,0049	0,1078	
ПВ4-27	2	0,0026	0,0052	
Регуляторы пневматические:				
РПЗ-21,22	32	0,0036	0,1152	
ПР-1,5	3	0,0016	0,0048	
14.2. Мосты самопишущие одноточечные без дополнительных устройств КСМ2-002	46	0,0063	0,2898	
14.3. Потенциометры самопишущие без дополнительных устройств КСП2-004	18	0,0063	0,1134	

I	!	2	!	3	!	4	!	5
14.4. 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					
14.5. Лагометры пирометрические Л-64	10	0,0049	0,0490					
14.6. Термометры сопротивления и термопары								
Термометры сопротивления ТСМ	20	0,0002	0,0040					
Термопары, работающие в нормальных условиях ТХК-УХУ	8	0,0001	0,0003					
Гильзы для термометров и термоэлементов ДВ-2Р-227	23	0,0002	0,0046					
14.7. Дифманометры:								
Мембранные с пневматической передачей ДМПК-100	9	0,0032	0,0288					
Кольцевые с электрической передачей ДКЭ-ВТО	11	0,0048	0,0528					
Сильфонные показывающие с сигнальным устройством и с интегратором ДСП-778В	5	0,0084	0,0420					
14.8. Ротаметры РС	5	0,0004	0,0020					
14.9. Расходомеры								
Суммирующий прибор КРЗ-III	12	0,0050	0,0600					
Турбинный преобразователь ДУ-250	6	0,0057	0,0342					
Вторичный прибор Кор Мас-1	65	0,0607	3,9455					
14.10. Приборы для измерения уровня жидкости								
Уровнемеры УБ-1-II	13	0,0019	0,0247					
Датчики уровня жидкости ДУ ЖЭ-200	7	0,0020	0,0140					
14.11. Сигнализаторы								
Сигнализаторы уровня СУЖ-1	13	0,0082	0,1066					
Сигнализаторы уровня ЭРСУ-2	2	0,0029	0,0058					
14.12. Манометры								
Электроконтактные двухпозиционные ЭКМ-160-1	65	0,0013	0,0845					
Электроконтактные во взрывонепроницаемом корпусе ВЭ-16РБ	35	0,0016	0,0560					
Контрольные однострелочные для точных измерений МТИ-12II	94	0,0005	0,0470					

Продолжение табл. 78

I	!	2	!	3	!	4	!	5
Сильфонные с пневматическим выходным сигналом МС-112	6	0,0027	0,0162					
Общего назначения МТ-60	50	0,0002	0,0100					
14.13. Датчики								
Магнитоиндукционные	6	0,0016	0,0096					
Датчик реленапора ДН	2	0,0019	0,0038					
14.14. Диафрагмы камерные от 100 до 200 мм	19	0,0008	0,0152					
14.15. Напоромеры сильфонные НСП-1	3	0,0018	0,0054					
14.16. Регуляторы прямого действия РДУК-150	2	0,0014	0,0028					
14.17. Редукторы давления с фильтром РДФ-3	50	0,0008	0,0400					
14.18. Хроматографы								
Командный электропневматический прибор КЭП-12У	2	0,0039	0,0078					
14.10. Сигнализатор горючих паров нефти и нефтепродуктов СИГ-4	2	0,0195	0,0390					
14.20. Исполнительные механизмы								
Клапаны с условным диаметром свыше 200 мм 25С32НЖ	9	0,0021	0,0189					
Отсекатели газа ОС-2	10	0,0037	0,0370					
14.21. Позиционеры ПР-10	9	0,0007	0,0063					
14.22. Задвижки электроприводные ЭПЗ	15	0,0010	0,0150					
14.23. Система автоматики и отдельные элементы								
Автомат контроля пламени Пламя	8	0,0024	0,0192					
Кнопки четырехполюсные	40	0,0023	0,0920					
Выключатели конечные	15	0,0023	0,0345					
Реле сигнализации РНС-3М	300	0,0008	0,2400					
Реле времени	60	0,0008	0,0480					
Реле температурные дилатметрические ТУДЭ	15	0,0032	0,0480					
Реле герметичные	150	0,0005	0,0750					
Реле промежуточное Шрайк	150	0,0005	0,0750					
14.24. Щитовые приборы Вольтметры М206	8	0,0024	0,0192					
Итого:			6,2795				27	

I	2	3	4	5
15. Резервуарный парк				
15.1. 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	0,0124		
Цифровой селектор места измерения (КОР-ВОЛ)				
I	0,0086	0,0108		
Распределитель аналоговой цепи измерения (КОР-ВОЛ)				
I	0,0013	0,0016		
Распределительная коробка				
I	0,0013	0,0016		
Итого:			0,0551	28
15.2. С дистанционным управлением из операторной ТП				
Щит диспетчера				
I	0,0591	0,0739		
Центральный вызывной индикатор ЦВИ				
I	0,0086	0,0107		
Перфоратор				
I	0,0195	0,0244		
Электроуправляемая пишущая машинка Целлатрон				
I	0,0135	0,0170		
Распределитель аналоговой цепи измерения				
I	0,0013	0,0016		
Блок обслуживания				
I	0,0016	0,0021		
Линейный усилитель				
I	0,0086	0,0108		
Микропроцессорная электроника сбора данных со встроенным консольным пультом оператора				
I	0,6970	0,8712		
Видеомонитор				
I	0,0135	0,0170		
Матричное печатающее устройство				
I	0,0035	0,0044		
Пульт сбора данных типа А				
I	0,2788	0,3485		
Итого			1,3816	29
15.3. Оборудованный уровнемерами				
Уровнемер жидкости УДУ-5				
I	0,0095	0,0119		
Уровнемер жидкости УДУ-10				
I	0,0067	0,0084		
Пульт контроля сигнализации ПКС-2				
I	0,0172	0,0216		
Итого			0,0419	30

Примечание. Гр. 4 подсчитана с учетом $K=1,25$ на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные, организационные работы, обслуживание кабелей) и переходы между объектами.

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
16. Насосная нефтяная (бензонасосная)				
Блок местной автоматики насосов	I	0,0085	0,0085	
Аппаратура контроля температуры АКТ-1	3	0,0098	0,0294	
Термометры сопротивления	12	0,0006	0,0072	
Электроконтактные манометры ВЭ-16РБ	6	0,0015	0,0090	
Сигнализатор падения давления воздуха в системе обдува эл.двигателя СЦДМ-100	3	0,0020	0,0060	
Сигнализатор взрывоопасной концентрации СВК-3М	I	0,0091	0,0091	
Блок пожарной сигнализации ПМО-068	1кп	0,0049	0,0049	
Датчик пожарной сигнализации ДЦС-038		0,0026	0,0026	
Итого:			0,0767	
Кроме того, 25% на текущую эксплуатацию, на проверку и настройку конечных выключателей, контрольных кабелей			0,0192	
Всего:			0,0959	31
17. Блок теплообменников				
Система регулирования давления МС-П2	I	0,0027	0,0027	
ПВ 10,13	I	0,0049	0,0049	
ПРЗ,31	I	0,0036	0,0036	
ИМ	I	0,0024	0,0024	
Система измерения расхода ДКН ДМПК-100	2	0,0006	0,0012	
ПВ10.1Э	2	0,0032	0,0064	
Термометры ТСА	6	0,0061	0,0366	
Электроконтактные манометры ВЭ-16РБ	2	0,0016	0,0032	
Электронный мост ЭМП-109	I	0,0174	0,0174	
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:			0,1302	32

Продолжение табл. 78

I	!	2 !	3 !	4 !	5
18. Блок обессоливания нефти					
Система регулирования давления МС-П2	I	0,0027	0,0027		
ПВ10.1Э	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		
ПВ10.1Э	I	0,0049	0,0049		
Система регулирования расхода					
ДКН	I	0,0006	0,0006		
ДМПК-100	I	0,0032	0,0032		
ПВ10.1Э	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	0,0175	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 ОМ	3	0,0003	0,0009		
Итого:			0,4212		
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные, организационные работы) переходы между объектами, обслуживание пневмолиний, контрольных кабелей				0,1685	
Всего:				0,5897	33
19. Блок обезвоживания					
Система дистанционного измерения давления					
МС-П2	2	0,0027	0,0054		
ПВ10.1Э	2	0,0049	0,0098		
Система дистанционного измерения расхода					
ДКН	I	0,0006	0,0006		
ДМПК-100	I	0,0032	0,0032		
ПВ10.1Э	I	0,0049	0,0049		
Регулятор межфазного уровня с датчиками и регулирующими клапанами РУМФ	4	0,0174	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	I	0,0019		0,0019				
ПВ10.1Э	I	0,0049		0,0049				
ПРЗ.3I	I	0,0036		0,0036				
ИМ	I	0,0024		0,0024				
Система регулирования давления								
МС-П2	I	0,0027		0,0027				
ПВ10.1Э	I	0,0049		0,0049				
ПРЗ.3I	I	0,0036		0,0036				
ИМ	I	0,0024		0,0024				
Система дистанционного измерения расхода								
ДКН	I	0,0006		0,0006				
ДМПК-100	I	0,0032		0,0032				
ПВ10.1Э	I	0,0049		0,0049				
ПРЗ.3I	I	0,0036		0,0036				
ИМ	I	0,0024		0,0024				
Сигнализатор уровня ПРЦ	I	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					
ДЖН	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

I	!	2	!	3	!	4	!	5
22. Блок стабилизации нефти								
Система регулирования температуры вер- ха колонны								
ТХК	I	0,0001		0,0001		0,0001		
ПТ-ТП-68	I	0,0129		0,0129		0,0129		
ЭШ	I	0,0039		0,0039		0,0039		
ПВЮ. IЭ	I	0,0049		0,0049		0,0049		
ПРЗ. 3I	I	0,0036		0,0036		0,0036		
ИМ	I	0,0024		0,0024		0,0024		
Система регулирования давления								
МС-П2	I	0,0027		0,0027		0,0027		
ПВЮ. IЭ	I	0,0049		0,0049		0,0049		
ПРЗ. 3I	I	0,0036		0,0036		0,0036		
ИМ	I	0,0024		0,0024		0,0024		
Система регулирования уровня УБ-П								
ПВЮ. IЭ	4	0,0019		0,0076		0,0076		
ПРЗ. 3I	4	0,0049		0,0196		0,0196		
ИМ	4	0,0036		0,0144		0,0144		
ИМ	4	0,0024		0,0096		0,0096		
Система измерения расхода								
ДКН	I	0,0006		0,0006		0,0006		
ДМПК-100	I	0,0032		0,0032		0,0032		
ПВЮ. IЭ	I	0,0049		0,0049		0,0049		
Электроконтактные манометры ЭКМ-I	5	0,0013		0,0065		0,0065		
Регулятор давления с фильтром РДФ-3	14	0,0008		0,0112		0,0112		
Манометр технический ОБМ	2	0,0003		0,0006		0,0006		
Итого:						0,1196		
Кроме того, 40% на прочие работы (час- тичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные ра- боты) переходы между объектами, обслу- живание пневмолиний, контрольных кабелей						0,0478		
Всего:						0,1674	37	
23. Установка по дополнительному отбору ШФЛУ								
Манометры сильфонные с пневмовыходом МС-П2	2	0,0027		0,0054		0,0054		
Вторичные приборы пневматические ПВЮ. IЭ	4	0,0049		0,0196		0,0196		
Регуляторы уровня с пневматическим выходом РУШ, УБ-П	2	0,0019		0,0038		0,0038		

Продолжение табл. 78

I	!	2 !	3 !	4	! 5
Регулятор пневматический ПРЗ-3I	4		0,0036	0,0149	
Датчики уровня МЭСУ-IK	2		0,0013	0,0026	
Регулирующие клапана 25С48НТ	5		0,0018	0,0090	
Электронный мост ЭМП-209	1		0,0174	0,0174	
Термометры сопротивления ТСП	4		0,0062	0,0248	
Регулятор давления с фильтром РДФ-3	13		0,0008	0,0104	
Манометр технический ОБМ	5		0,0003	0,0015	
Итого:				0,1094	
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы), переходы между объектами, обслуживание пневмолиний, контрольных кабелей				0,0438	
Всего:				0,1532	38
24. Циркуляционная водонасосная					
Система регулирования уровня РУБ-I	1		0,0019	0,0019	
ПВ10.1Э	1		0,0049	0,0049	
ИМ	1		0,0024	0,0024	
Манометр электроконтактный ЭКМ-IУ	10		0,0013	0,0130	
Блок местной автоматики БМА	1		0,0125	0,0125	
Датчик температуры подшипников ТСМ	6		0,0003	0,0018	
Блок температурной защиты АКТТ-I	3		0,0098	0,0294	
Электрозадвижки с электроприводом	5		0,0012	0,0060	
Релейные шкафы управления насосами, задвижками, вентиляторами	3		0,0061	0,0183	
Редуктор давления с фильтром РДФ-3	2		0,0008	0,0016	
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:				0,1201	39
25. Бензосклад (на I емкость)					
Система измерения уровня РУБ-I	1		0,0019	0,0019	
ПВ1.3	1		0,0049	0,0049	

Продолжение табл. 78

I	! 2 !	3 !	4	! 5
Датчик уровня	I	0,0028	0,0028	
Блок автоматики	I	0,0133	0,0133	
Манометр электроконтактный ВЭ-16РБ	I	0,0016	0,0016	
Редуктор давления с фильтром РДФ-3	2	0,0008	0,0016	
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			0,0106	
Всего:			0,0370	40
26. Блок реагентного хозяйства				
Щит контроля и управления	I	0,0053	0,0053	
Указатель уровня УДУ-5М	2	0,0095	0,0190	
Дифманометр ДМ3538	I	0,0036	0,0036	
Мост электронный КСМ-1	2	0,0130	0,0260	
Термометр сопротивления ТСМ-1	I	0,0003	0,0003	
Манометр технический ОБМ	I	0,0003	0,0003	
Манометр электроконтактный ВЭ-16РБ	I	0,0016	0,0016	
Итого:			0,0561	
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	41
27. Очистные сооружения				
Приборы расхода:				
ДЖН	I	0,0006	0,0006	
ДМ-3583	I	0,0036	0,0036	
КСД-2-054	I	0,0041	0,0041	
Уровнемер УДУ-5М	I	0,0095	0,0095	
Датчики предельного уровня ДПУ-1М	I	0,0028	0,0028	
Прибор контроля качества воды "АКСВ" или "Ойлтест"	2	0,3249	0,6498	
Манометр электроконтактный ВЭ-16РБ	I	0,0016	0,0016	
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-1ГУ	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 монотрический ТСМ-200	3	0,0093		0,0279				
Дифманометр ДМ-3574	1	0,0036		0,0036				
Сужающее устройство ДЖН	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	21	0,0002	0,0042	
Датчик давления РТ	36	0,0060	0,2160	
Регулятор уровня	3	0,0038	0,0114	
Указатель уровня жидкости	4	0,0061	0,0244	
Датчик предельного уровня	30	0,0055	0,1650	
Термометр манометрический	13	0,0009	0,0117	
Зонд с сопротивлением	9	0,0003	0,0027	
Регулятор температуры	9	0,0027	0,0243	
Контактор температуры	20	0,0009	0,0180	
Анализатор	1	0,0110	0,0110	
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	0,0108	
Электровентиль	6	0,0119	0,0714	
Технический манометр	6	0,0002	0,0012	
Контактор давления	20	0,0007	0,0140	
Термопара	3	0,0001	0,0003	
Регулятор температуры	3	0,0027	0,0081	
Щит автоматики	1	0,0119	0,0119	
Сигнальная арматура	20	0,0022	0,0440	
Итого:			0,1617	
Приборы КИШа-сеть конденсаторов				
Датчик уровня жидкости	1	0,0019	0,0019	
Регулятор уровня	1	0,0038	0,0038	
Указатель уровня жидкости	1	0,0063	0,0063	
Регулировочный клапан	4	0,0038	0,0152	
Технический манометр	1	0,0002	0,0002	
Термометр	1	0,0010	0,0010	
Контактор давления	20	0,0009	0,0180	
Датчик предельного уровня	10	0,0020	0,0020	
Регулировочный клапан	2	0,0038	0,0076	

I	2	3	4	5
Контактор температуры	1	0,0009	0,0009	
Регулятор давления	1	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	10	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	1	0,0032	0,0032	
Усилитель	1	0,0097	0,0097	
Щит автоматики	1	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	19	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	1	0,0119	0,0119	
Итого:			0,4153	
Приборы КИПиА-воздушная компрессорная				
Манометр	1	0,0002	0,0002	
Контактор давления	6	0,0009	0,0054	
Контактор температуры	8	0,0009	0,0072	
Анализатор	1	0,0110	0,0110	
Щит автоматики	1	0,0119	0,0119	
Автоматическое управление воздушными компрессорами	2	0,0120	0,0240	
Итого:			0,0597	
Общие приборы КИПиА-щит управления КС				
Органы управления общей частью и регенерацией гликоля				
Щит общих параметров	2	0,0120	0,0240	
Универсальный переключатель	14	0,0021	0,0294	
Сигнальная арматура	132	0,0021	0,2772	
Кнопка управления	30	0,0023	0,0690	
Итого:			0,3996	
Органы управления К-100, К-200, К-300				
Регулирующие сигнальные приборы				
Щит автоматики	3	0,0119	0,0357	
Кнопки управления	84	0,0023	0,1932	
Сигнальная арматура	186	0,0022	0,4092	
Потенциометр многоточечный	5	0,0053	0,0265	
Электронный регулятор	18	0,0127	0,2286	
Сигнализатор обнаружения газа	18	0,0122	0,2196	
Кнопки с ключом	21	0,0023	0,0483	
Сигнализатор обнаружения точки росы	2	0,0093	0,0186	
Щит пожарной автоматики	1	0,0119	0,0119	
Сигнализаторы обнаружения вибрации	24	0,0086	0,2064	
Сигнализаторы обнаружения пожара	19	0,0119	0,2261	
Указатель радиальных вибраций	18	0,0086	0,1548	
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 микропро- цессора	2	0,0119	0,0238	
Реле времени 48В	262	0,0006	0,1572	
Реле П10В	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 ДЖН	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				
ТСН	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 ДЖН	5	0,0006	0,0042	
Термометр показывающий с сигнальным контактом ТПК-СК	I	0,0075	0,0106	
Термометр самопишущий газовый ТСП-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

I	! 2 !	3	! 4 !	5
<u>Примечание.</u> Гр. 4 подсчитана с учетом $K=1,40$ на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы) и переходы между объектами				
31.2. Средства КИПиА, установленные в котле ДКВР-4-16				
Щит автоматики котла	1	0,0133	0,0133	
Сигнализатор падения давления СПД	3	0,0021	0,0063	
Манометр электрический с дистанционной передачей МЭД	1	0,0022	0,0022	
Регулятор электрический системы "Кристалл" Р-25-1	4	0,0010	0,0040	
Гидравлический исполнительный механизм ИИМ	4	0,0040	0,0160	
Лагометр Л-64	1	0,0049	0,0049	
Термометры сопротивления ТСП-1	2	0,0061	0,0122	
Электроконтактный манометр ЭКМ-1У	4	0,0013	0,0052	
Отсекатель газового коллектора ОКГ-4	1	0,0025	0,0025	
Запальное защитное устройство ЗЗУ-2	1	0,0017	0,0017	
Тягонапоромеры ТНЖ-1	2	0,0007	0,0014	
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	0,0152	
Блок регулировки давления	2	0,0119	0,0238	
Клапан магнитный	8	0,0007	0,0056	
Определитель утечки газа	2	0,0142	0,0284	
Система измерения количества тепла:				
Калориметр	2	0,0074	0,0148	
Преобразователь импульсов	2	0,0194	0,0388	
Датчик сопротивления	4	0,0006	0,0024	
Водомер	2	0,0028	0,0056	
Система регулировки горячей воды:				
Щит управления	2	0,0119	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 (тягионаперомер)	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)								
<hr/>								
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	1			0,0119		0,0119	
Сигнализатор уровня ДПУ-10	8			0,0028		0,0224	
Электроконтактный манометр ЭМ-1У	6			0,0013		0,0078	
Технический манометр ОБМ-160	20			0,0003		0,0060	
Сужающее устройство ДКН	1			0,0008		0,0008	
Расходомер газа ДМК-100	1			0,0032		0,0032	
Термопара ТК-УХУ	2			0,0001		0,0002	
Потенциометр многоточечный	1			0,0075		0,0075	
Сигнализатор горючих газов СВК	3			0,0091		0,0273	
Электронный регулятор РПК	2			0,0048		0,0096	
Электроконтактный термометр	3			0,0010		0,0030	
Звуковая сигнализация "Ревун"	1			0,0043		0,0043	
Клапан регулирующий ЦРК	3			0,0014		0,0042	
Вторичный прибор УРБ-32Б	2			0,0048		0,0096	
Автомат откачки А0-5	3			0,0011		0,0033	
Датчик контроля пламени	1			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-1	1			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							
<u>Щит общих параметров</u>							
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 ЭМ-1У	5			0,0013		0,0065	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Технический манометр	10	0,0002	0,0020	
Сужающее устройство ДКН	1	0,0008	0,0008	
Расходомер газа ДП-430	1	0,0037	0,0037	
Регулятор давления РД	2	0,0012	0,0024	
Отсекатель газа	2	0,0018	0,0036	
Датчик реле напора ДН-40	1	0,0019	0,0019	
Итого:			0,0520	50
35. Общие средства КИПиА, установленные на одном компрессоре воздуха				
Щит автоматики (нестандартный)	1	0,0119	0,0119	
Автоматическое управление воздушным компрессором	1	0,0119	0,0119	
Электроконтактный манометр ЭКМ	2	0,0013	0,0026	
Регулятор давления РД	1	0,0012	0,0012	
Термопара ТХК-УХУ	8	0,0001	0,0008	
Потенциометр многоточечный ЭП-09	2	0,0161	0,0322	
Итого:			0,0606	51
36. Общие средства КИПиА, установленные на узле учета при ГПЗ				
Универсальный переключатель УП	5	0,0005	0,0025	
Кнопка управления КОЗ	10	0,0002	0,0020	
Промежуточное реле П-6	20	0,0006	0,0120	
Реле времени ВС-10-33	4	0,0007	0,0028	
Потенциометр многоточечный ЭП-09	1	0,0161	0,0161	
Термопара ТХК-УХУ	5	0,0001	0,0005	
Электроконтактный манометр ЭКМ	2	0,0013	0,0026	
Сигнализатор уровня ДПУ-10	11	0,0028	0,0308	
Технический манометр ОБМ-160	20	0,0003	0,0060	
Сужающее устройство ДКН	5	0,0008	0,0040	
Расходомер газа ДМК-100	5	0,0032	0,0160	
Звуковая сигнализация "Ревун-48"	1	0,0043	0,0043	
Клапан регулирующий ПРК	5	0,0014	0,0070	
Регулятор давления РД-3	20	0,0008	0,0160	
Электроприводная задвижка ЭПЗ-2	20	0,0120	0,2400	
Вторичный прибор с ленточной диаграммой ЭМД-109Н	11	0,0004	0,0044	
Итого:			0,3670	52

I	! 2 !	3 !	4 !	5
<u>37. Групповая установка типа "Сателлит"</u>				
37.1. Блок замерного сепаратора				
Регулятор уровня	I	0,0033	0,0033	
Регулятор давления	I	0,0021	0,0021	
Датчик давления	I	0,0025	0,0025	
Фильтр-редуктор приборов газа	2	0,0021	0,0042	
Трехходовой переключательный клапан с электроприводом	25	0,0070	0,1750	
Турбинный счетчик	I	0,0049	0,0049	
Влагомер с датчиком	I	0,0107	0,0107	
Датчик Н-1 для замера газа	I	0,0139	0,0139	
Отопительное оборудование	20	0,0006	0,0120	
Аварийная система включения вентиляции	I	0,0115	0,0115	
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	0,0115	0,0115	
Регулятор давления	I	0,0090	0,0090	
Датчик давления	3	0,0025	0,0075	
Термометр группового сепаратора	I	0,0014	0,0014	
Редуктор давления с фильтром	2	0,0014	0,0028	
Регулятор уровня абсорбера	2	0,0033	0,0066	
Регулятор температуры абсорбера	I	0,0049	0,0049	
Термометр абсорбера	I	0,0014	0,0014	
Регулятор температуры регенератора	3	0,0066	0,0198	
Переключатель пневматический	I	0,0021	0,0021	
Соленоидный клапан	I	0,0014	0,0014	
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	0,0014	0,0126	
Термопара	I	0,0006	0,0006	
Датчик	I	0,0041	0,0041	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Турбинный счетчик	1	0,0049	0,0049	
Влагомер с датчиком	1	0,0131	0,0131	
Датчик М-1 для замера газа	3	0,0118	0,0354	
Датчик загазованности	1	0,0123	0,0123	
Задвижка электроприводная	1	0,0006	0,0006	
Блок датчика сигнализатора взрыво- зонасной концентрации	1	0,0125	0,0125	
Система включения вентиляции	1	0,0118	0,0118	
Отопительное оборудование	27	0,0002	0,0054	
Осветительное оборудование	8	0,0004	0,0032	
Клапан-регулятор уровня группового сепаратора	1	0,0014	0,0014	
Клапан-регулятор давления группового сепаратора	1	0,0014	0,0014	
Клапан-регулятор уровня абсорбера	2	0,0014	0,0028	
Клапан-регулятор температуры абсорбера	1	0,0014	0,0014	
Клапан-регулятор температуры регене- ратора	2	0,0014	0,0028	
Итого:			0,1963	54
37.3. Здание КИП				
Блок питания и приема	1	0,0028	0,0028	
Зарядный агрегат 12 В	1	0,0115	0,0115	
Панель группового манифольда	1	0,0164	0,0164	
Блок автомат, исследования скважин	1	0,0213	0,0213	
Удаленное сканирующее устройство	1	0,0115	0,0115	
Компьютер нефти	2	0,0057	0,0114	
Компьютер газа	4	0,0057	0,0228	
Аварийная панель	2	0,0074	0,0148	
Удаленное терминальное устройство	1	0,0254	0,0254	
Выходное контрольное устройство	3	0,0115	0,0345	
Блок сопряжения	1	0,0115	0,0115	
Отопительное оборудование	8	0,0006	0,0048	
Коммутационная аппаратура	18	0,0014	0,0252	
Вторичный прибор загазованности	1	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 A	20	0,0070	0,1400	
Печатающая машинка испытания	20	0,0076	0,1520	
Печатающая машинка группы	20	0,0070	0,1400	
Главное сканирующее устройство	20	0,0189	0,3780	
Панель аварии	I	0,0090	0,0090	
Панель sireны	I	0,0090	0,0090	
Итого:			0,8280	56
38. Блочная деэмульсионная установка УДО-3М				
Блок местной автоматики БМА	I	0,0125	0,0125	
Регулятор уровня поплавковый РУМ-18	2	0,0018	0,0036	
Регулятор давления РДУК-2	I	0,0009	0,0009	
Регулятор температуры РТ-25	I	0,0020	0,0020	
Манометр электроконтактный ВЭ-16РБ	3	0,0016	0,0048	
Термометр электроконтактный ТС-100	I	0,0025	0,0025	
Итого:			0,0263	
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, реконструктивные, организационные работы) и переходы между объектами			0,0105	
Всего:			0,0368	57
39. Средства сбора и обработки информации				
Устройство телемеханики ТМ-600М	I	0,8481	0,8481	58
ТМ-620	I	0,8481	0,8481	59
ТМ-620-01	I	0,8481	0,8481	60
ТМ-300	I	0,9783	0,9783	61
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, 10ГК, КС-550				
40. I. Общие средства КИПиА, установленные на компрессорной станции				
Щит автоматики	I	0,0048	0,0048	
Сигнализатор взрывоопасной концентрации СВК-3М	2	0,0091	0,0182	
Сигнальная арматура	6	0,0027	0,0162	

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 I компрессорную станцию				0,1088	64
40.2. Средства КИПиА, установленные на I 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 I 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		

I	!	2	!	3	!	4	!	5
Дифманометр сильфонный с дополнительной записью ДСС-734	3	0,0082		0,0246				
Счетчик расхода воды ТОР-1	1	0,0080		0,0080				
Технический манометр ОБМ	16	0,0003		0,0048				
Итого на I компрессорную станцию				0,4143				66
41.2. Местный щит автоматики компрессора ГТК-7/5, ОБГ-3М, ОБГ-4,5								
Термометр дистанционный ТП2	2	0,0068		0,0136				
Манометр технический МОШ	6	0,0003		0,0018				
Итого:				0,0154				67
41.3. Щит управления компрессором ГТК-7/5								
Потенциометр электронный многоточечный КСП-4И	1	0,0184		0,0184				
Регулятор электронный РПИК	1	0,0048		0,0048				
Манометр электроконтактный ЭКМ	4	0,0013		0,0052				
Реле промежуточное ПЭ-6	34	0,0006		0,0204				
Кнопки управления К-03	30	0,0002		0,0060				
Реле времени РПВ	1	0,0026		0,0026				
Реле времени программное ВС-10-64	1	0,0007		0,0007				
Звуковая сигнализация "Ревун"	1	0,0043		0,0043				
Термопара ТЖК	11	0,0001		0,0011				
Сушающее устройство ДКН	1	0,0008		0,0008				
Датчик предельного уровня ДПУ-1	1	0,0028		0,0028				
Сигнализатор падения давления СПДМ-100	1	0,0021		0,0021				
Электропривод к задвижке ЭВ-25; ЭВ-80	5	0,0025		0,0125				
Итого:				0,0817				68
42. Средства КИПиА, установленные на компрессорной станции с компрессорными агрегатами 78КТ								
42.1. 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		0,0144				
сигнальная арматура АС-220	26	0,0002		0,0052				
кнопка управления КЕ-011У3	12	0,0003		0,0036				
реле времени З-220	1	0,0024		0,0024				

Продолжение табл. 78

I	! 2 !	3	! 4	! 5
звуковая сигнализация "Ревун"	1	0,0043	0,0043	
Сушающее 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-1	1	0,0080	0,0080	
Потенциометр электронный многоточечный КСП-4И	1	0,0184	0,0184	
Термометры сопротивления ТСП	8	0,0061	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 ТПШ-4	1	0,0103	0,0103	
Регулятор давления РД-1	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	18	0,0006	0,0108	
Кнопки управления К-3-2II	9	0,0002	0,0018	
Сигнальное табло АМЕ	12	0,0002	0,0024	
Реле времени ВС-10-64	1	0,0007	0,0007	
Звуковая сигнализация ЗВРФ24У	1	0,0038	0,0038	
Трансформатор ОСМ	1	0,0064	0,0064	
Пускатель магнитный ПМЕ-2II	2	0,0041	0,0082	
Всего на I компрессорный агрегат			0,0341	71
43. Средства КУПА, установленные на установке по очистке газа моноэтаноламидами				
Манометр технический ОБМ	26	0,0003	0,0078	
Манометр электроконтактный ЭКМ	12	0,0013	0,0156	
Манометр пружинный с пневматическим выходным сигналом МСП	2	0,0029	0,0058	
Уровнемер УБ	6	0,0019	0,0114	
Термометр сопротивления ТСП	8	0,0061	0,0492	
Термопара ТХК	9	0,0001	0,0009	
Потенциометр электронный многоточечный КСП	3	0,0184	0,0552	

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Прибор вторичный регистрирующий ПВЮ.1Э	10	0,0049	0,0490	
Дифманометр сильфонный самопишущий ДСС	6	0,0082	0,0492	
Исполнительный механизм ИИМ	8	0,0040	0,0320	
Регулятор РПЗ-2I	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.

Т а б л и ц а 79

Монтаж и наладка средств автоматизации и телемеханизации

Выполняемая работа	Единица измерения	Нормативы численности
Пусконаладочные работы и монтаж аппаратуры, средств систем	I 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.

Т а б л и ц а 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	15% от нормативной численности рабочих, занятых ремонтом и обслуживанием средств автоматики и телемеханики

XII. Пароводоснабжение

Т а б л и ц а 81

Обслуживание оборудования котельной

Обслуживаемое оборудование	Нормативы численности на одну смену при количестве работающих котлов			Номер норматива
	I	2-9	10-12	
Котлы, питательные приборы, насосы, экономайзеры, предохранительные клапаны, арматура, фильтры, конденсационные баки	I	2	3	I
	а	б	в	

Т а б л и ц а 82

Подготовка воды в котельной

Суммарная производительность котлов, Гкал/ч	Нормативы численности на I смену при количестве производимых анализов в смену, до				Номер норматива
	10	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-150	-	0,80	0,90	1,0	3
	а	б	в	г	

Обслуживание хлораторных установок

Обслуживаемое оборудование	! Норматив численности на одну смену !		! Номер норматива !
	1	2	
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.

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, газовойздухораспределительные будки	См. табл. 28

XIII. Производство лабораторных работ

Обслуживание лабораторий резервуарных парков

Обслуживаемые объекты	! Нормативы численности !			! Номер норматива !
	! на одну смену на объект !	! дополнитель-но в дневную смену !	! !	
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 ЭЛОУ	I	-	2	

Продолжение табл. 85

I	!	2	!	3	!	4
три и более деэмульсионных устано- вок 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.

Т а б л и ц а 86

Производство лабораторных работ

Выполняемая работа	! Нормативы ! ! численности ! ! на 100 ра- ! ! бот (анали- ! ! зов) !		! Номер ! ! норма- ! ! тива !
	I	2	
Подготовительные работы			
1. 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", прилокал- лол "А", буферный раствор, хром темносиний, хро- моген черный, дифинил карбозита, КОН, HNO ₃ , HCl, Ag(NO ₃) ₂ , У, 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 хромато- графических колонок			
а) измельчение 30-50 г окиси алюминия, акти- вированного угля, цеолитов ("молекулярные ситя")		0,2400	7

I	2	3
б) на измельчение 20-40 г инзенского кирпича	0,1920	8
в) на измельчение 100-150 г сферохрома или трепела Зикеевского карьера или 500 г силикагеля	0,5185	9
6. Обработка измельченных сорбентов реактивами		
а) окись алюминия (30-50 г)	0,2496	10
б) активированный уголь (30-50 г.)	0,0960	11
в) цеолиты ("молекулярные сита") (30-50 г)	0,1680	12
г) инзенский кирпич (20-40 г)	0,1680	13
д) сферохром, трепел Зикеевского карьера (100-150 г), силикагель (500 г)	0,6721	14
7. Подготовка и мытье пробоотборной посуды, тары:		
а) при ручном мытье на 10 единиц посуды	0,0235	15
б) при механизированном мытье на 40 единиц	0,0144	16
8. Приготовление дистиллированной воды	0,0134	17
9. Нагрев воды в термостате для производства анализов	0,0048	18
Анализы нефти		
10. Отбор пробы нефти:		
а) в бутылку до 0,5 л	0,0091	19
б) в бутылку до 3 л	0,0216	20
в) в пробоотборник	0,0278	21
11. Определение температуры пробы нефти термометром (на одну пробу)	0,0067	22
12. Подогрев пробы нефти в термостате для производства анализов (на одну навеску)	0,0211	23
13. Определение температуры застывания нефти пробирочным способом (ГОСТ 8513-57):		
а) без подогрева	0,0288	24
б) с подогревом	0,0346	25
14. 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°C	0,0576	26
для нефти с температурой вспышки свыше 50°C	0,0816	27
б) на приборе ПВЭН (прибор вспышки электрический для нефтепродуктов):		
для нефти с температурой вспышки до 50°C	0,0528	28
для нефти с температурой вспышки свыше 50°C	0,0768	29

I	!	2	!	3
для газового конденсата		0,0384		30
15. Определение температуры нефти в открытом тигле на аппарате Бренкина (на две навески)		0,0288		31
16. Определение температуры эмульсии на устье скважины термометром		0,0067		32
17. Определение плотности нефти светлых нефтепродуктов (ГОСТ 3900-47):				
а) ареометром (на одну навеску)		0,0096		33
б) пикнометром:				
при 20 ⁰ С		0,0346		34
при 70 ⁰ С		0,0624		35
в) определение водного числа пикнометра				
при 20 ⁰ С		0,0446		36
при 70 ⁰ С		0,0614		37
г) на весах Мара-Вестфала (на одну навеску)		0,0154		38
18. Отделение нефти от воды в делительных воронках:				
с подогревом нефти		0,0288		39
без подогрева нефти		0,0221		40
19. Определение процентного содержания воды в нефти (ГОСТ 2477-65):				
а) методом перегонки на аппарате АКОВ-10:				
при работе на одном аппарате		0,0470		41
на двух и более		0,0206		42
б) методом горячего отстоя (на одну навеску)		0,0130		43
в) методом центрифугирования				
без подогрева		0,0154		44
с подогревом		0,0240		45
20. Определение содержания механических примесей в нефти и нефтепродуктах (ГОСТ 6370-59):				
а) нефть с малым содержанием (до 10%) парафина, смол и механических примесей		0,0672		46
б) нефть с большим содержанием (более 10%) парафина, смол и механических примесей		0,1047		47
21. Определение кинематической вязкости нефти в вискозиметрах ВПЖ, ВМЖ или Пинкевича (ГОСТ 33-66):				
а) при времени истечения до 5 мин		0,0633		48
б) при времени истечения от 6 до 10 мин		0,0581		49

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-I; 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		

I	!	2	!	3
е) при помощи аппарата радиоизотопной абсорпции (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 ВНИИП 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 потенциметрического 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	

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 замульгированной 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 I 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 пенности 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 бутылку до 10 л	0,0125	106
б) в бутылку свыше 10 л	0,0240	107
в) в пробоотборник или резиновую подушку	0,0106	108
г) в раствор уксуснокислого кадмия в склянке Дрекслея	0,0706	109

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 газовой среде на приборе УГ-2		0,0130		II5
52. Определение содержания углеводорода в воздушной среде с помощью приборов ПФ-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		I21
58. Определение содержания влаги в газе		0,0720		I22
59. Определение предельных и непредельных углеводородов на хроматографах типа УХ-1, 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-1, ХЛ-4, ПХ-2 и др. (сорбент "молекулярные сита") (на два анализа)		0,0672		I24
61. Определение компонентного состава углеводородных газов (предельных и непредельных углеводородов и изомеров) на хроматографах с пламенно-ионизационными детекторами типа ДИП-1, "Геохимик" и др.		0,0720		I25

I	!	2	!	3
62. Определение компонентного состава углеводородных газов на хроматермохимическом газоанализаторе ХТХГ-1 (разгонка газов), определяются (H_2 , CO, CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , C_5H_{12} , C_6H_{14}) (на две навески)		0,1104		I26
63. Определение углекислоты и кислорода поглощением (углекислоты - раствором щелочи, кислорода - раствором пирогаллола "А") в гипетках 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-1, ХЛ-4, ПХ-2 и др.)		0,1440		I29
65. Определение суммы легких и тяжелых инертных газов на приборе Хлопина-Герлинга		0,2400		I30
66. Контрольное определение содержания в воздухе инертных газов на приборе Хлопина-Герлинга		0,1920		I31
67. Перевод отобранных проб газа из емкостей (бутылок) в газометры		0,0082		I32
Анализ бензина				
68. Отбор проб:				
а) в бутылку		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
71. 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)		0,0144		I39
74. Определение индукционного периода		0,0624		I40
75. Определение упругости паров бензина (ГОСТ 1756-52)		0,0672		I41
76. Определение содержания серы ламповым методом (ГОСТ 19121-73)		0,0389		I42
77. Определение активных соединений серы в бензине методом воздействия на медную пластину		0,0101		I43
78. Определение содержания смол в бензине		0,0245		I44
79. Определение нейтральной среды в бензине		0,0048		I45

I	!	2	!	3
Анализы дизельного топлива				
80. Определение фракционного состава методом разгонки	0,0192			I46
81. Определение температуры помутнения	0,0672			I47
82. Определение йодного числа	0,0240			I48
83. Определение содержания серы	0,1824			I49
84. Определение содержания золы	0,0288			I50
85. Определение содержания смол	0,0480			I51
86. Определение кислотного числа топлива	0,0192			I52
87. Определение среды топлива	0,0144			I53
88. Определение процентного содержания воды:				
а) методом перегонки на аппарате АКОВ-10				
при работе на одном аппарате	0,0427			I54
на двух и более	0,0250			I55
89. Определение температуры застывания	0,0288			I56
90. Определение температуры вспышки	0,0144			I57
91. Определение вязкости	0,0067			I58
92. Определение удельного веса ареометром				
а) при нагревании навески до 20°C	0,0067			I59
б) при нагревании навески до 50°C	0,0192			I60
Анализ трансформаторного масла				
93. Определение удельного веса масла ареометром:				
а) при нагревании навески до 20°C	0,0067			I61
б) при нагревании навески до 50°C	0,0192			I62
94. Определение кинематической вязкости масла в вискозиметрах ВПЖ:				
а) при нагревании навески до 50°C	0,0437			I63
б) при нагревании навески свыше 50°C	0,0552			I64
95. Определение условной вязкости	0,0010			I65
96. Определение содержания механических примесей (на один анализ)	0,0370			I66
97. Определение температуры вспышки масла в закрытом тигле (ГОСТ 6356-75) (на один анализ)	0,0240			I67
98. Определение водорастворимых кислот и щелочей (ГОСТ 6307-75)	0,0067			I68
99. Определение кислотного числа масла (ГОСТ II362-76) (на две навески)	0,0403			I69

I	2	3
IOO. Определение натровой пробы масла	0,0197	I70
IOI. Определение прозрачности масла (на одну пробу)	0,0096	I71
IO2. Определение коксуемости масла (ГОСТ I9932-74) (на две навески)	0,0197	I72
IO3. Определение зольности масла (на две навески)	0,0298	I73
Анализы воды		
IO4. Отбор пробы:		
а) с промышленных объектов (на одну пробу)	0,0029	I74
б) с поверхностных водоемов (на одну пробу)	0,0173	I75
IO5. Подготовка пробы воды к шестикомпонентному анализу		
а) подготовка пластовой воды	0,0120	I76
б) подготовка пластовой воды из нефтяной эмульсии	0,0192	I77
в) подготовка пластовой воды с осаждением железа	0,0134	I78
IO6. Определение удельного веса (плотности) воды (на трехкратное параллельное определение):		
а) пикнометром	0,0226	I79
б) ареометром	0,0072	I80
IO7. Определение сульфата SO_4 в воде весовым методом (ГОСТ 4389-72) (на две навески)	0,1459	I81
IO8. Определение сульфата SO_4 в воде хроматным методом	0,0773	I82
IO9. Определение общей жесткости воды (ГОСТ 4151-72)	0,0091	I83
IOO. Определение Са в воде	0,0101	I84
IOI. Определение карбонатности (общей щелочности) воды	0,0067	I85
IO2. Определение хлор-иона в воде	0,0115	I86
IO3. Расчет результатов шестикомпонентного анализа	0,0139	I87
IO4. Выписка паспортов на воду после шестикомпонентного анализа	0,0043	I88
IO5. Обработка результатов шестикомпонентного анализа воды после расчета на ЭВМ	0,0096	I89
IO6. Определение водородного показателя:		
а) при помощи прибора pH-метра	0,0134	I90
б) при помощи универсального и эталонного индикаторов	0,0086	I91
в) при помощи универсальной индикаторной бумаги	0,0005	I92

I	2	3
I17. Определение содержания механических примесей в воде, количество взвешенных частиц (КВЧ):		
а) для пресных вод	0,0226	193
б) для дренажных и сточных вод	0,0398	194
I18. Определение содержания сухого и прокаленного остатка (солей) в воде (ГОСТ 18164-72)	0,0461	195
I19. Подготовка пластовой воды для определения йода	0,0096	196
I20. Определение содержания брома и йода в воде	0,0547	197
I21. Определение содержания бора в воде	0,0528	198
I22. Определение содержания железа (ГОСТ 4011-72)		
а) электрокалориметрическим методом (ФЭК)	0,0077	199
б) роданометрическим методом	0,0192	200
в) трилонометрическим методом	0,0269	201
I23. Определение содержания сернистого железа в воде	0,0446	202
I24. Определение сероводорода в воде:		
а) без консервирования	0,0382	203
б) с консервированием	0,0192	204
I25. Определение содержания кремния в воде	0,0144	205
I26. Определение содержания фтора в воде	0,0178	206
I27. Определение кислорода в воде:		
а) методом сравнения	0,0110	207
б) методом титрования	0,0250	208
I28. Определение содержания фосфатов в воде	0,0192	209
I29. Определение наличия масла в воде	0,0014	210
I30. Определение поверхностного натяжения вод на границе керосин-вода при помощи сталогмометра	0,0720	211
I31. Определение содержания нефтепродуктов (углеводородов) в воде		
а) весовым методом:		
при содержании нефтепродуктов до 40 мг/л	0,0192	212
при содержании нефтепродуктов более 40 мг/л	0,0326	213
б) на приборе ФЭК:		
при содержании нефтепродуктов до 40 мг/л	0,0144	214
при содержании нефтепродуктов более 40 мг/л	0,0216	215
в) методом сравнения	0,0322	216

I	!	2	!	3
I32. Определение содержания нефтепродуктов в пресной воде	0,2444			217
I33. Определение содержания ингибитора отложения солей в воде прибором ЛМФ-72 (методика контроля РД-39-1-237-79 БашНИПИнефти)	0,0302			218
I34. Определение иона HCO_3 и нафтеновых кислот	0,0158			219
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			221
I37. Определение жесткости воды олеатным методом (ГОСТ 4151-72) (на два определения)	0,0096			222
I38. Определение нитритов в воде (ГОСТ 4192-48)	0,0101			223
I39. Определение содержания нитратов (N O_3) в пресной воде (ГОСТ 4192-48)	0,0250			224
I40. Определение содержания нитратов (N O_3) в пластовой воде	0,0259			225
I41. Определение содержания азота аммиака в пресных водах (ГОСТ 4192-48)	0,0240			226
I42. Определение биохимического потребления кислорода (БК)	0,0278			227
I43. Определение химического потребления кислорода (ХПК)	0,0278			228
I44. Определение прозрачности сточных вод по методу Снеллена	0,0019			229
I45. Определение цветности сточных вод (ГОСТ 3351-74)	0,0384			230
I46. Определение вязкости пластовых и сточных вод	0,0240			231
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 дисольвана в пресных водах	0,0293			234
Анализ цемента				
I50. Приготовление цементного раствора для испытаний	0,0130			235
I51. Определение удельного веса цементного раствора ареометром	0,0043			236
I52. Определение растекаемости цементного раствора при помощи конуса АзНИИ	0,0048			237

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	0,1104			239
I55. Приготовление цементного камня	0,0149			240
I56. Испытание цементного камня на излом:				
а) на приборе МИИ-100	0,0048			241
б) на рычажных весах	0,0144			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	0,0120			246
I61. 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	0,0154			249
I64. Проба лепешек из цементного теста кипячением	0,1920			250
I65. Отбор средней пробы цемента квартованием	0,0096			251
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	0,0130			253
Прочие работы				
I68. Доведение фильтров до постоянного веса:				
а) обеззоленные фильтры	0,0110			254
б) мембранные фильтры	0,0048			255
I69. Определение концентрации раствора деэмульгатора	0,0384			256
I70. Определение концентрации щелочи	0,0110			257
I71. Определение скорости движения воздуха анемометром	0,0115			258
I72. Определение влажности воздуха психрометром	0,0077			259
I73. Приготовление индикаторных трубок	0,0086			260

Продолжение табл. 86

I	2	3
Г74. Прием пробы от заказчика	0,0014	261
Г75. Определение содержания пыли чугуна в воздухе производственных помещений	0,0312	262
Г76. Калибровка газометра	0,0422	263
Г77. Определение паров ртути в воздушной среде	0,0778	264
Г78. Определение содержания щелочных и масляных аэрозолей в воздушной среде:		
а) щелочных	0,0413	265
б) масляных	0,0768	266
Г79. Взвешивание бюкс с фильтрами на аналитических весах	0,0014	267

Примечания: 1. 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.

XIV. Прочие работы

Т а б л и ц а 87

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

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении 51.

Выполняемая работа	Нормативы численности на 1000 м труб	Номер норматива
Калибровка труб	0,012	1
Мойка труб	0,002	2
Остеклование труб	0,101	3
Покрытие бакелитовыми лаками, эпоксидными смолами	0,085	4

Т а б л и ц а 88

Изготовление металлоконструкций

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

Т а б л и ц а 89

Сбор и сдача металлолома

Трудоемкость выполняемых работ приведена в приложении 52.

Наименование работ	Нормативы численности на 100 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, 91.

Т а б л и ц а 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) 1000 т			Номер норматива
	автомобильными кранами	тракторными кранами	погрузка-разгрузка вручную с укладкой	
До I	-	-	0,144/0,115	I
2	0,063	0,092	-	2
3	0,042	0,042	-	3
5	0,033	0,030	-	4
10	0,016	0,021	-	5
15	-	0,016	-	6
20	-	0,012	-	7
25	-	0,012	-	8
	а	б	в/г	

Т а б л и ц а 91

Сопровождение грузов

Трудоемкость на сопровождение грузов в пути приведена в приложении 54.

Вес оборудо- вания и мате- риалов, т	Нормативы численности на сопровождение 1000 т грузов на 10 км пути при транспортировке на			Номер норма- тива
	автомашинах	трейлерах	тракторах	
До I	0,077	-	-	I
Свыше I	0,154	0,064	0,160	2
	а	б	в	

Т а б л и ц а 92

Уборка производственных помещений

Цехи (участки)	Убираемая площадь, тыс. м ²	Нормативы численности на смену при количестве производственных рабочих, чел.					Номер норма- тива
		20-50	51-75	76-125	126-175	свыше 175	
I	2	3	4	5	6	7	10
Механический, ремонтный	до 0,5	0,7	0,9	1,4	-	-	I
	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

1	2	3	4	5	6	7	8
Кузнечный, прессовый	до 0,5	0,5	0,6	0,8	-	-	17
	0,6-1,0	0,7	0,8	0,9	1,3	-	18
	1,1-1,5	0,8	0,8	1,0	1,4	1,5	19
	1,6-2,0	0,8	0,9	1,1	1,4	1,6	20
	2,1-3,0	0,9	1,0	1,2	1,5	1,7	21
	свыше 3,0	1,0	1,2	1,4	1,7	1,9	22
	а	б	в	г	д	е	

Таблица 93

Уборка служебных и бытовых помещений

Наименование помещений	Нормативы численности на 1000 м ² помещений на 1 смену	Номер норматива
1. Служебные (конторы, медпункты, красный уголок и т.п.)	1,9	1
2. Бытовые (санузлы, душевые и т.п.)	2,3	2

Таблица 94

Ремонт производственных помещений

Выполняемая работа	Нормативы численности на 1 тыс.руб. годового объема строительно-ремонтных работ при объеме работ				Номер норматива
	до 5,0	5,1-20,0	20,1-40,0	свыше 40,0	
Ремонт производственных помещений и зданий	0,41	0,31	0,24	0,18	1
	а	б	в	г	

Примечание. Нормативы не распространяются на строительно-ремонтные участки с объемом работ свыше 100 тыс.руб.

Т а б л и ц а 95
Ремонт спецодежды и спецобуви

Наименование работ	! Нормативы численнос- ! ти на 1000 чел. ра- ! бочих	! Номер ! норма- ! тива
Сбор спецодежды для отправки в химчистку, мелкий ремонт спецодежды, ведение учета и выдача спецодежды	1,00	1
Ремонт спецобуви	1,00	2

Т а б л и ц а 96
Складские работы

Склады	! Нормативы численнос- ! ти на 1 склад	! Номер ! норма- ! тива
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 II 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:

$$2083 \text{ ч} \quad / (365 - 52 - 7_1) \cdot 6,83 - 7_2 /,$$
$$\text{или } 306 \text{ дням } / 365 - 52 - 7_1 /;$$

где 365 - число дней в году;

52 - число воскресных дней;

7_1 - 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, 15	Нормативы рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени
Таблицы 7, 10, 12, 13	Нормативы определены методом статистических группировок
Таблицы 14, 16, 17, 18, 19	Нормативы установлены по трудовым затратам
Таблица 20	Нормативы определены методом статистических группировок
Таблицы 21, 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.: ВНИОЭНГ, 1985.
Таблица 26	Норматив рассчитан методом прямого нормирования рабочего времени
Таблицы 23, 24, 27	Нормативы определены методом статистических группировок
Таблицы 29, 30, 31	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.: ВНИОЭНГ, 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.: ВНИОЭНГ, 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
		<p>ректировано количество капитальных ремонтов за нормативный срок службы оборудования (K). Например, рассчитаем показатели по станкам-качалкам</p> $K = I - \frac{44000 - 44000}{44000} = I, \quad \text{где}$ <p>44000 - машино-часы, показатель, принятый в Системе изд. 1978 и 1982 гг. (в данном случае они равные, поэтому и K=I).</p> <p>2. Количество капитальных ремонтов до списания в Системе изд. 1982 г. не приводится. В системе изд. 1978 г. их установлено 2. Путем применения коэффициента (K) определяется количество капитальных ремонтов при увеличенной длительности ремонтного цикла по данным Системы изд. 1982 г.</p> $2 \cdot I = 2 \text{ ремонта.}$ <p>3. Определяется количество ремонтных циклов за нормативный срок службы оборудования</p> $2 + I = 3 \text{ цикла, где}$ <p>I - последний межремонтный период перед списанием.</p> <p>4. Определяется длительность ремонтного цикла в календарном времени</p> $II : 3 = 3,67 \text{ года,} \quad \text{где}$ <p>II лет - нормативный срок службы оборудования по данным Системы изд. 1978 и 1982 гг.</p> <p>Трудоемкость слесарно-сборочных работ по видам ремонтов определена по сборнику "Единые нормы времени на слесарный ремонт нефтепромыслового оборудования", изд. 1985 г.</p> <p>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 - 1%, прочие - 1%.</p> <p>Нормативы численности на ремонт установок для депарфинизации скважин рассчитаны по сборнику "Временного положения о планово-предупредительных ремонтах нефтепромыслового оборудования", разработанного ЦНИЛ объединения Татнефть в 1970 г. Трудоемкость ремонтов определена по сборнику "Единые нормы времени на слесарный ремонт нефтепромыслового оборудования", изд. 1985 г. Трудоемкость ремонта индивиду-</p>

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 нефтепромышленного оборудования"; - М.: ЦНИСнефть, 1985. Трудоемкость выполнения станочных и прочих работ дополнительно устанавливается в размере 30%.
Таблица 37	<p>Нормативы рассчитаны на основе "Системы технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромышленного оборудования в нефтяной промышленности" .-М.: ВНИИОЭНГ, 1982.</p> <p>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 .</p> <p>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.</p> <p>Трудоемкость монтажно-демонтажных работ определена по сборнику "Единые нормы времени на монтаж и демонтаж нефтепромышленного оборудования"; - М.: ЦНИСнефть, 1983.</p>
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 Совнефтегазпереработка , 1980.
Таблица 40	Нормативы рассчитаны на основе "Временного положения о планово-предупредительных ремонтах нефтепромышленного оборудования", разработанного ЦНИИ объединения Татнефть в 1970 г.
Таблица 41	<p>Нормативы рассчитаны по сборнику "Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики"; - М.: Энергия, 1984.</p> <p>Трудоемкость ремонта, принятая в системе планово-предупредительного ремонта, ужесточена на 18% в связи с пересмотром норм времени на эти виды работ.</p>

Продолжение таблицы

I	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.: ВНИОЭНГ, 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.: ВНИОЭНГ, 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.: ВНИОЭНГ, 1983.	
Таблица 50	Нормативы рассчитаны по системе планово-предупредительного ремонта, разработанной ЦНИЛ объединения Куйбышевнефть в 1968 г.	

Продолжение таблицы

I	I	2
		Трудоемкость ремонта, принятая в системе ШР, ужесточена на 12% 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 Главтименнефтегаза - СибНИИП, 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 10% 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 ШР, ужесточена на 10%.
Таблица 66		Норматив численности рассчитан методом статистических группировок.
Таблицы 67, 68, 69		Нормативы численности рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени.
Таблицы 70, 71, 73, 74		Нормативы установлены в соответствии с "Типовым количественно-квалификационным составом бригад по подготовке скважин к ПРС и КРС", утвержденным МНП 15.10.79 г.

Продолжение таблицы

I	!	2
Таблица 72	<p>Нормативы установлены в соответствии с Постановлением Государственного комитета Совета Министров СССР по вопросам труда и заработной платы от 31 октября 1974 г. № 301.</p>	
Таблица 75	<p>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.</p>	
Таблица 76	<p>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.</p>	
Таблицы 77,78	<p>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". - Ашхабад, 1976 и материалов Главтуменнефтегаза.</p>	
Таблицы 79,80	<p>нормативы численности рассчитаны методом статистических группировок.</p>	
Таблицы 81,82, 83,84,85	<p>Нормативы рассчитаны по трудовым затратам.</p>	
Таблица 86	<p>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.</p>	
Таблица 87	<p>Нормативы рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени.</p>	
Таблица 88	<p>Нормативы заимствованы из сборника "Нормативы численности рабочих вышкомонтажных управлений и контор Главтуменнефтегаза". - Тюмень, 1980.</p>	
Таблицы 89,90	<p>Нормативы рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени.</p>	
Таблица 91	<p>Нормативы рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени. Общая трудоемкость работ определена по формуле</p>	

Продолжение табл.

I	I	2
---	---	---

$$T = \frac{t \cdot (10 \cdot 2) \cdot \Pi}{C \cdot U}, \text{ где}$$

- T** – общая трудоемкость работы, чел.-ч;
t – общий вес сопровождаемого оборудования, т;
(10·2) – расстояние перевозки в оба конца, км;
Π – состав звена исполнителей при сопровождении крупногабаритных грузов – 2 чел.;
C – грузоподъемность транспорта, т;
U – 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 "Газнефть".

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 трапных 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:

1. 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, электрогрузными 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 - 1 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 1 раз в сутки в течение года, к телемеханизированной скважине, работающей на ГУ, подключенной к диспетчерскому пункту, 1 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, поездки на автомашине).

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

$$N_{\text{ч}} = \frac{\sum N_{\text{вр}} \cdot a}{(T_{\text{см}} - T_{\text{пз}}) \cdot T_{\text{ф}}} \quad \text{или} \quad \frac{N_{\text{вр}} \cdot a}{(T_{\text{см}} - T_{\text{пз}}) \cdot T_{\text{ф}}},$$

где $N_{\text{ч}}$ – норматив численности на единицу оборудования или объект;

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

a – количество работ в год;

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

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

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

$T_{\text{ф}}$ – 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

$$N_{\text{ч}} = \frac{\sum N_{\text{вр}}}{T_{\text{см}}} \cdot \frac{\pi}{T_{\text{ф}}},$$

где $\sum N_{\text{вр}}$ π - затраты времени на обслуживание оборудования нагнетательных скважин, чел.-мин ;

$$T_{\text{см}} = 492 \text{ мин};$$

$$T_{\text{ф}} = 254 \text{ дня.}$$

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

$$N_{\text{г}} = \frac{N_{\text{вр}}}{(T_{\text{см}} - T_{\text{пз}})} \cdot \frac{100}{T_{\text{ф}}},$$

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

100 - количество работ, заложенное в расчет нормативов;

$T_{\text{см}}$ - 492 мин ;

$T_{\text{пз}}$ - 42 мин ;

$T_{\text{ф}}$ - 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

$$N_H = \frac{N_{вр} \cdot 100}{(T_{см} - T_{пз}) \cdot T_{ф}}$$

где $N_{вр}$ – 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

$$N_{ч} = \frac{\sum N_{вр} \cdot a}{(T_{см} - T_{пз}) \cdot T_{ф}}$$

где $\sum N_{вр}$ · 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 ре-
монтов) рассчитаны по формуле

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

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 меж-
ремонтного 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 жид-
кости рассчитаны по среднегодовым затратам труда на выполнение ре-
монтных работ по формуле

$$N_{ч} = \frac{\sum T_{р} \cdot п}{T_{см} \cdot T_{ф}},$$

где $\sum T_{р} \cdot п$ — 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

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

где $N_{\text{вр}}$ - норма времени на производство каждого вида ремонта, чел.-час;

10 - количество насосов, принятое в расчет;

$T_{\text{ф}}$ - 2083 часа

Нормы времени на ремонт глубинных насосов определены по сборнику "Единые нормы времени на слесарный ремонт нефтепромышленного 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

$$N_{\text{ч}} = \frac{T_{\text{р}} \cdot \Pi}{T_{\text{ф}}},$$

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

Π - количество ремонтов, приходящихся на год;

$T_{\text{ф}}$ - 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 нефтепромышленного оборудования в нефтяной промышленности".-М.; ВНИИОЭНГ, 1982, и сборника "ЕНВ на слесарный ремонт нефтепромышленного оборудования".-М., 1985, по формуле.

$$N_{\text{ч}} = \frac{\sum T_{\text{рс}} \cdot n}{T_{\text{ф}}},$$

где $T_{\text{рс}}$ - трудоемкость выполнения каждого вида ремонта, чел.-час;
 n - количество каждого вида ремонтов, приходящихся на год;
 $T_{\text{ф}}$ - 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

$$N_{\text{ч}} = \frac{N_{\text{вр}}}{T_{\text{ф}}},$$

где $N_{\text{вр}}$ - нормы времени на один ремонт основных узлов электропогружных установок, чел.-час;

$T_{\text{ф}}$ - 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 ЭПУ 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

$$N_{\text{ч}} = \frac{N_{\text{вр}} \cdot 10}{(T_{\text{см}} - T_{\text{пз}}) T_{\text{ф}}},$$

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

$T_{\text{см}}$ - средняя продолжительность смены (492 мин);

$T_{\text{пз}}$ - подготовительно-заключительное время в начале и в конце смены, инструктаж (42 мин);

$T_{\text{ф}}$ - календарный фонд рабочего времени одного рабочего при прерывном производстве (254 дня).

Нормы времени на выполнение типового набора работ при монтаже и демонтаже ЭПУ, 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 ЭПН, по формуле

$$N_{\text{ч}} = \frac{\sum N_{\text{вр}} \cdot a}{T_{\text{ф}}},$$

где $\sum N_{\text{вр}} \cdot a$ - норма времени на годовой объем работ на 1 скважине, чел.-час;

$T_{\text{ф}}$ - 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.

13. 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

$$N_{\text{ч}} = \frac{N_{\text{вр}} \cdot 100}{(T_{\text{см}} - T_{\text{пз}}) \cdot T_{\text{ф}}},$$

где $N_{\text{вр}}$ - норма времени на выполнение работ по видам на узлах подготовки технологической жидкости, чел.-час;
 100 - количество работ, заложенное в расчет нормативов;
 $T_{\text{см}}$ - 8,2 час;
 $T_{\text{пз}}$ - 0,7 час;
 $T_{\text{ф}}$ - 254 дня.

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

Нормативы численности, приведенные в таблице 78 в пунктах 2,3, 14, 29, 32-37, заимствованы из сборника "Унифицированные нормативы численности рабочих и нормы обслуживания оборудования нефтегазодобывающих управлений Главтюменнефтегаза". - М.: ВНИМОЭНГ, 1984.

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

$$N_{\text{ч}} = \frac{T \cdot \Pi}{T_{\text{ф}}},$$

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

n – количество ремонтов по каждому виду, приходящихся на год;
 T_{ϕ} – 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

$$N = \frac{T_p \cdot n}{T_{\phi}},$$

где $T_p \cdot n$ – затраты времени на выполнение всех видов ремонта, приходящихся на год, чел.-час;
 T_{ϕ} – 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

$$N_{\phi} = \frac{N_{вр} \cdot 100}{T_{\phi}},$$

где $N_{вр}$ – норма времени на определение одного анализа;
100 – количество анализов (работ), принятое в расчет;
 T_{ϕ} – 2083 час.

16. 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 1000 м насосно-компрессорных труб по формуле

$$N_{\text{ч}} = \frac{N_{\text{вр}} \cdot 1000}{T_{\Phi}},$$

где $N_{\text{вр}}$ - норма времени на остеклование, покрытие бакелитовыми лаками, эпоксидными смолами 1 м труб;

1000 - количество метров насосно-компрессорных труб, заложенное в расчет;

T_{Φ} - 2083 час.

РАЗДЕЛ III

УКАЗАНИЯ О ПОРЯДКЕ РАСЧЕТА НОРМАТИВНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ

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

1. 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 резкoperесеченной 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:

K_{II} - коэффициент подмены, учитывающий дополнительную явочную численность рабочих, необходимую для обслуживания оборудования (объектов) в выходные дни. Расчет коэффициента подмены приведен в п.6 настоящих указаний;

K_{H} - 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)

$$Ч_c = N_{ч} \cdot C \cdot M \cdot K_H;$$

непрерывном (работа производится в выходные и праздничные дни)

$$Ч_c = N_{ч} \cdot C \cdot M \cdot K_H \cdot K_H,$$

где $Ч_c$ — среднесписочная численность рабочих;

$N_{ч}$ — норматив численности;

C — 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;

K_{II} — коэффициент подмены;

K_H — коэффициент невыходов;

M — среднегодовые объемы работ (количество объектов или оборудования в работе).

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

$$K_{II} = \frac{T}{T - B},$$

где T — время обслуживания оборудования в год (365 дней);

B — 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:

$$K_{\Pi} = \frac{365}{365 - 52} \text{ I, IV.}$$

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

$$K_{\text{невыходы}} = \frac{T_{\text{H}}}{T_{\text{H}} - A},$$

где T_{H} - номинальный фонд (число календарных дней в году, кроме выходных и праздничных) рабочего времени одного рабочего в год;

A - число дней невыходов на работу по причинам, предусмотренным Законом, приходящихся в среднем на одного рабочего

$$A = O + P + B + \Gamma + \text{МЛ},$$

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

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

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

Γ - 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.

П Р И Л О Ж Е Н И Я

Приложение I

**Нормы времени на обслуживание наземного
оборудования скважин**

Выполняемая работа	Еди- ница изме- рения	Норма вре- мени, чел.- мин	Объекты нете- лемеханизиро- ванные		Объекты телеме- ханизированные	
			Коли- чество работ в год	Нормы време- ни на годо- вой объем работ, чел.- мин	Коли- чество работ в год	Нормы времени на годо- вой объем работ, чел.- мин
I	2	3	4	5	6	7

I. Глубиннонасосная эксплуатация скважин

1. Внешний осмотр СКН, про- верка нагрева полированного штока, редуктора, исправ- ности канатной подвески, проверка заземлений, сос- тояния всех ограждений (наружного, КШМ и др.)	I скв.	2,8	365	1022,0	182,5	511,0
2. Проверка подачи нефти глубинным насосом, снятие показаний манометров	"-	4,1	182,5	748,25	182,5	748,25
3. Проверка наличия масла I ре- в редукторе (с остановкой дук- и запуском СКН)	тор	3,3	48	158,4	48	158,4
4. Подтяжка текстурных ремней (с остановкой и запуском СКН)	I эл. дв.	3,9	12	46,8	12	46,8
5. Смена текстурных рем- ней в случае непригод- ности	"-	11,9	1	11,9	1	11,9
6. Подтяжка устьевого сальника СУСГ (ликвидация утечки жидкости)	1СУСГ	2,8	182,5	511,0	182,5	511,0
7. Смена сальниковой на- бивки СУСГ (без стравли- вания затрубного газа, нор- мируется отдельно)	"-	28,6	24	686,4	24	686,4

Продолжение приложения I

I	2	3	4	5	6	7
8. Протирка арматуры скважины от нефти, грязи	I скв. 7,1		40	284,0	40	284,0
9. Ликвидация замазученности территории вокруг устья скважины (вручную)	I скв. 13,3		36	478,8	36	478,8
10. Мытье устьевого оборудования и станка-качалки:						
а) паром	"-	35,4	6	212,4	6	212,4
б) мощными средствами	"-	10,9	6	65,4	6	65,4
11. Подтягивание сальника проботорборного крана (вентиля)	I кран	2,7	5	13,5	5	13,5
12. Смена проботорборного крана (вентиля) (со стравливанием газа, закрытием задвижки)	"-	13,2	1	13,2	1	13,2
13. Смена сальниковой набивки проботорборного крана (вентиля) (со стравливанием газа, отключением, запуском в работу)	"-	13,0	1	13,0	1	13,0
14. Смена уплотнительных прокладок фланцевых соединений на устье скважины (со стравливанием газа, отключением, запуском в работу)	I скв.	40,0	1	40,0	1	40,0
15. Проверка ключом состояния крепления задвижки и фланцевых соединений на устье скважины и на выкидной линии, подтягивание болтов фланцевых соединений	"-	3,9	12	46,8	12	46,8
16. Смена сальниковой набивки на задвижках устья скважины и выкидной линии	"-	28,3	2	56,6	2	56,6
17. Проверка состояния электродвигателя и пускового устройства	"-	2,0	365	730,0	182,5	365,0

Продолжение приложения I

I	2	3	4	5	6	7
18. Подтягивание сальников на задвижках устья скважины и выкидной линии	I скв.	1,1	12	13,2	12	13,2
19. Набивка смазки и задвижки (краны) фонтанной арматуры (обвязки устья скважины)	I кран	7,5	12	90,0	12	90,0
20. Проверка состояния задвижек в нефтяных и газовых колодцах на нефтепроводе	-"	3,6	4	14,4	4	14,4
21. 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	15,2	2	15,2
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	12	103,2	12	103,2
25. Подвязка поводка штанговращателя, установка и крепление	-"	14,5	12	174,0	12	174,0
26. Участие в планировке площадок вокруг скважины механизированным способом	I скв.	18,4	1	18,4	1	18,4
27. Планировка территории вокруг устья скважины вручную	-"	28,4	2	56,8	2	56,8
28. Покраска арматуры вручную	-"	75,0	1	75,0	1	75,0
29. Покраска оборудования СК вручную	-"	360	0,3	108,0	0,3	108,0
30. Участие в уравнивании СК передвижением роторных противовесов	-"	65,4	2	130,8	2	130,8

Продолжение приложения I

I	2	3	4	5	6	7
31. Участие в уравнивании 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:					6241,95	5366,35
<u>2. Эксплуатация скважин электропогружными насосами</u>						
1. 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	912,5	182,5	456,25
2. Подтягивание сальника на месте ввода электрокабеля	-"-	2,5	5	12,5	5	12,5
3. Снятие показаний манометров	-"-	2,6	365	949	182,5	474,5
4. Проверка ключом состояния крепления задвижек и фланцевых соединений на устье скважины и на выкидной линии, подтягивание болтов	-"-	3,9	12	46,8	12	46,8
5. Подтягивание сальников на задвижках на устье скважины и на выкидной линии	-"-	1,1	12	13,2	12	13,2
6. Подтягивание сальника проботборного крана (вентилля)	I кран	2,7	5	13,5	5	13,5
7. Смена сальниковой набивки на задвижках устья скважины и выкидной линии	I скв.	28,3	2	56,6	2	56,6

Продолжение приложения I

I	2	3	4	5	6	7
8. Смена сальниковой набивки пробоотборного крана (вентилля)	I кран	13,0	1	13,0	1	13,0
9. Смена пробоотборного крана (вентилля)	—"	13,2	1	13,2	1	13,2
10. Смена манометров (на буфере или на выкидной линии)	I скв.	2,2	2	4,4	2	4,4
11. Смена уплотнительных прокладок на фланцевых соединениях на устье скважины и выкидной линии	I соед.	40,0	4	160,0	4	160,0
12. Смена буферного патрубка (лубликатора)	I лубр.	20,0	1	20,0	1	20,0
13. Протирка фонтанной арматуры от грязи и нефти	I скв.	12,1	12	145,2	12	145,2
14. Мытье фонтанной арматуры: мощными средствами. паром	—" —"	50,0 43,8	1 1	50,0 43,8	1 1	50,0 43,8
15. Ликвидация замазученности вокруг устья скважины вручную	—"	13,3	36	478,8	36	478,8
16. Планировка площадки вокруг устья скважины вручную	—"	28,4	2	56,8	2	56,8
17. Проверка манометров контрольным прибором	—"	7,6	2	15,2	2	15,2
18. Набивка смазки в задвижки (краны) фонтанной арматуры	—"	7,5	12	90,0	12	90,0
19. Участие в планировке площадки вокруг устья скважины механизированным способом	—"	18,4	1	18,4	1	18,4
20. Подготовка скважин к исследовательским работам, к ПРС	—"	4,9	2	9,8	2	9,8

Продолжение приложения I

I	2	3	4	5	6	7
21. Покраска устьевого оборудования вручную	I скв.	61,2	1	61,2	1	61,2
22. Смена сальниковой набивки на головке лубрикатора	I скв.	27,0	3	81,0	3	81,0
23. Установка заглушек (без стравливания давления газа)	-"-	2,3	1	2,3	1	2,3
24. Очистка колонной головки	-"-	11,5	2	23,0	2	23,0
Итого:				3290,2		2359,45

3. Фонтанная эксплуатация скважин

1. Внешний осмотр и проверка состояния оборудования на устье скважины, проверка подачи нефти в выкидную линию	I скв.	1,7	365	620,5	182,5	310,25
2. Остальные работы согласно пунктам (3-24), приведенным для скважины, оборудованной ЭЦН	-"-			2365,2		1890,7
Итого:				2985,7		2200,95

4. Газлифтная эксплуатация скважин

1. Внешний осмотр и проверка состояния оборудования на устье скважины, проверка подачи нефти в выкидную линию	I скв.	1,7	1095	1861,5	365	620,5
2. Внешний осмотр и проверка состояния газовой линии от газоманифольда до скважины	-"-	1,4	1005	1533,0	365	511,0
3. Снятие показаний манометров ($P_{буф.}$, $P_{линейн.}$, $P_{межкол.}$). Замер расхода газа и температуры	-"-	3,0	1095	3286,0	365	1005,0

Продолжение приложения I

I	2	3	4	5	6	7
4. Проверки ключом состояния крепления задвижек и фланцевых соединений на устье скважины (17 соединений)	I скв.	61,2	52	3182,4	52	3182,4
5. Подтягивание сальников на задвижках на устье скважины, выкидной и газовой линиях (8 задвижек)	—"	8,0	12	96,0	12	96,0
6. Подтягивание сальника проботборного крана (вентиля)	I кран	3,0	5	15,0	5	15,0
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	126,8	2	126,8
8. Очистка колонной головки мощными средствами	I голов.	11,5	2	23,0	2	23,0
9. Смена сальниковой набивки проботборного крана (вентиля)	I кран	10,8	2	21,6	2	21,6
10. Смена проботборного крана (вентиля)	—"	12,2	1	12,2	1	12,2
11. Смена манометров на скважине (4 манометра)	I скв.	13,6	2	27,2	2	27,2
12. Протирка фонтанной арматуры и выкидной линии от грязи и нефти	—"	19,5	12	234,0	12	234,0
13. Мытье фонтанной арматуры мощными средствами	—"	50,0	2	100,0	2	100,0
14. Мытье фонтанной арматуры паром	—"	43,8	4	175,2	4	175,2
15. Ликвидация замазученности на устье скважины вручную	I скв.	8,8	36	316,8	36	316,8
16. Покраска арматуры и выкидной линии	—"	74,8	1	74,8	1	74,8

Продолжение приложения I

I	2	3	4	5	6	7
17. Планировка площадки вокруг устья скважины вручную	I скв.	17,6	2	35,2	2	35,2
18. Продувка газовой линии	- " -	19,7	4	78,8	4	78,8
19. Участие в смене задвижек на устье скважины и выкидной линии (1 раз в 6 лет)	- " -	163,5	-	27,3	-	27,3
20. Смена уплотнительных прокладок на фланцевых соединениях на устье скважины, выкидной и газовой линиях	- " -	37,2	4	148,8	4	148,8
21. Установка заглушек со стравливанием газа	- " -	30,5	1	30,5	1	30,5
22. Смена сальниковой набивки на головке дубрикатора	I лубр.	27,0	3	81,0	3	81,0
23. Набивка смазки в задвижки (краны) арматуры скважины	I скв.	11,3	12	135,6	12	135,6
24. Проверка манометров контрольным прибором	- " -	5,0	2	10,0	2	10,0
ИТОГО:				11631,7		7178,7

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	
<u>Для скважин с интенсивным отложением парафина</u>	
1. 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, химреактента 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 НКГ и штанг при работающем ШНГ	205,0
5. Участие оператора в промывке скважины горячей нефтью	120,0
<u>Для скважин с интенсивным отложением песка</u>	
6. Участие оператора в промывке выкидной линии от песка	41,9
7. Подготовка скважины для промывки от песчаной пробки	70,3
<u>Для скважин с большим газовым фактором</u>	
8. Продувка газовой линии на скважине	10,2
9. Снижение давления газа в затрубном пространстве	6,8
10. Зажигание газового факела (на скважине, СУ, АГЗУ)	4,9
11. Разница газового шлейфа и затрубного пространства при остановке газлифтной скважины	30
12. Участие оператора в перезапуске газлифтной скважины	18
13. Ликвидация гидратных пробок в газопроводе газлифтной скважины	90

1	2
Б.СЕЗОННЫЕ РАБОТЫ	
1. 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	135,0
3. Очистка настила арматурной площадки от снега вручную	15,0
4. Очистка от снега подходов к ГЗУ "Спутник" вручную	30,0
5. Прополка травы на обваловке групповой установки 4 раза в год	144,0
6. Скашивание травы вокруг объекта (скважина, групповая установка) - 1 раз в год	120,0
7. Очистка устья скважины от песчаных заносов вручную	60,0
В. ОБЩИЕ РАБОТЫ	
1. 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 произ- водства спусков и подъемов скребка			Нормы времени на годовой объем ра- бот, чел.-мин, на одной установке при условии произ- водства спусков и подъемов скребка		
		реже I раз за в сутки	I раз в сутки	I раз в смену	реже I раз за в сутки	I раз в сут- ки	I раз в сме- ну
I	2	3	4	5	6	7	8

Обслуживание ручной
лебедки

1. Профилактический ре- монт скребка и пе- резарядка	27,5	4,9	6,6	10,0	134,8	181,5	275,0
2. Смена скребка	26,0	1,0	1,3	2,0	26,0	33,8	52,0
3. Смена лубрикатора	54,0	0,8	1,0	1,5	43,2	54,0	81,0
4. Смена сальникового уплотнения лубрика- тора и спуск давле- ния через вентиль	20,0	10,0	12,0	20,0	200,0	240,0	400,0
5. Смена скребковой провода (1200 м)	79,0	0,5	0,7	1,0	39,5	55,3	79,0
6. Смена головки луб- рикатора	26,0	0,8	0,9	1,3	20,8	23,4	33,8
7. Смена вращающихся частей лебедки	2,0	9,0	9,0	9,0	18,0	18,0	18,0
Итого:	-	-	-	-	482,3	606,0	938,8

Обслуживание полуавто-
матической или автома-
тической установки

1. Профилактический ре- монт скребка и пе- резарядка	27,5	4,9	6,6	10,0	134,8	181,5	275,0
2. Смена скребка	26,0	0,8	1,1	1,7	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	156,6	208,8	313,2
4. Смена головки лубрикатора	26,0	0,4	0,9	1,3	10,4	23,4	33,8
5. Смена лубрикатора	54,0	0,7	1,0	1,5	37,8	54,0	81,0
6. Смена сальникового уплотнения лубрикатора и спуск давления через вентиль	20,0	10,3	13,5	20,5	206,0	270,0	410,0
7. Смена скребковой проволоки (1200 м)	79,0	0,5	0,6	1,0	39,5	47,4	79,0
8. Смена масла в редукторе лебедки	10,0	1,0	1,0	1,0	10,0	10,0	10,0
Итого:	—	—	—	—	615,9	823,7	1246,2

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

1. 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

1. 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 изме- рения	Норма време- ни на выпол- нение одной работы, чел.- мин.	Нетелемехани- зированная установка		Телемеханизи- рованная уста- новка	
			Коли- чест- во работ в год	Нормы време- ни на годо- вой объем работ, чел.- мин.	Коли- чест- во ра- бот в год	Нормы време- ни на годо- вой объем работ, чел.- мин.
I	2	3	4	5	6	7
1. Проверка работы гидро- циклонной головки и дебитометра, булитов, регулятора	ГЗУ ГЗНУ	8,4	365	3066,0	182,5	1533,0
2. Проверка состояния гребенки и подачи н/газовой смеси из скважины	—	3,2	365	1168,0	182,5	584,0
3. Осмотр насосных агре- гатов, проверка нали- чия смазки и доливка, проверка работы раз- грузочного устройства по температуре на выкиде	ГЗНУ	3,3	365	1204,5	182,5	602,25
4. Набивка сальников на- сосов	—	25,1	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	1204,5	182,5	602,25
7. Снятие показаний счетчиков	—	3,8	365	1387	182,5	693,5
8. Очистка ГУ от замазу- ченности	—	19,6	24	470,4	24	470,4
9. Набивка сальника на задвижках	ГЗУ, ГЗНУ	33,2	20	664,0	20	664,0

Продолжение приложения 5

1	2	3	4	5	6	7
10. Смена пробоотборного крана	ГЗУ, ГЗНУ	13,2	1	13,2	1	13,2
11. Проверка состояния задвижек нефтяных и газовых колодцев	-"-	3,6	4	14,4	4	14,4
12. Уборка помещений насосной	ГЗНУ	13,5	182,5	2463,75	182,5	2463,75
13. Проверка состояния ППК, ПСМ, проверка работы вентилятора	ГЗУ, ГЗНУ	3,2	365	1168,0	182,5	584,0
14. Подтягивание болтов фланцевых соединений	-"-	6,9	24	165,6	24	165,6
15. Смена прокладки на фланцевых соединениях	-"-	40,0	12	480,0	12	480,0
16. Всего на обслуживание ГЗНУ	-	-	-	14078,35	-	9479,35
Всего на обслуживание ГЗУ типа "Спутник" (п.п. 1-2, 5-11, 13-15)	-	-	-	9807,7	-	5810,95

Нормы времени на обслуживание индивидуальной
установки для сбора и замера
жидкости

Выполняемая работа	Норма времени на выполнение одной работы, чел.- мин	Нетелемеханизи- рованная уста- новка		Телемеханизиро- ванная установ- ка	
		Коли- чество работ в год	Нормы времени на годо- вой объем работ, чел.- мин	Коли- чество работ в год	Нормы времени на годо- вой объ- ем ра- бот, чел.- мин.
I	2	3	4	5	6
1. Осмотр установки, проверка регулятора уровня и предохранительного клапана, уровня нефти в мернике	3	365	1095	182,5	547
2. Очистка наружной поверхности мерника	120,0	0,5	60	0,5	60
Итого:	-	-	1155	-	607
20% на прочие и непредвиденные работы	-	-	231	-	121,4
Всего на обслуживание	-	-	1386	-	728,4

Приложение 7

Нормы времени на откачку жидкости
из мерника

Выполняемая работа	Норма времени на вы- полне- ние од- ной ра- боты, чел.- мин	Коли- чество работ в год	Нормы времени на годовой объем работ, чел.-мин
--------------------	---	-----------------------------------	---

Откачка жидкости:

а) неавтоматизированным насосом в присутствии оператора	10*	365	3650,0
б) автоматизированным насосом с включением автомата от- качки (подогрев зимой)	6	365	2190,0

* 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
1. Внешний осмотр дозаторных установок	I уст.	2,0	365	730,0	182,5	365,0
2. Контроль за работой насосов (проверка подачи химреагента в нефтепровод)	I уст.	3,3	365	1387,0	182,5	693,5
3. Проверка (замер) уровня реагента в емкости, регулировка расхода	"-	3,5	36	126,0	36	126,0
4. Заправка емкости реагентом	"-	44,1	24	1058,4	24	1058,4
Итого:	-	-	-	3301,4	-	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 10

Нормы времени на обслуживание контрольных,
пьезометрических и бездействующих скважин

Выполняемая работа	Нормы времени на выполнение одной работы, чел.-мин	Количество работ в год	Нормы времени на годовой объем работ, чел.-мин
<u>Обслуживание контрольных и пьезометрических скважин</u>			
1. Внешний осмотр скважин	1,7	122	207,4
2. Подтягивание сальника на задвижке	3,2	12	38,4
3. Смена манометра (2 манометра)	6,8	4	27,2
4. Протирка арматуры от грязи	9,7	2	19,4
Итого:	—	—	292,4
<u>Обслуживание бездействующих скважин</u>			
1. Внешний осмотр	1,6	12	20,4
2. Проверка буферного и затрубного давления	12,0	12	144,0
3. Подтягивание сальника на задвижках	3,2	12	38,4
4. Подтягивание сальника пробоборного крана вентиля	3,0	4	12,0
5. Протирка арматуры от грязи	9,7	2	19,4
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
<u>Переход (переезд) одного километра с грузом по местности:</u>		
Резкопересеченной (подъем свыше 20°; 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°, 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 12

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 дна)

Приложение 13

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	
	1	2		3	4
1. Внешний осмотр скважин	2,0		52		104,0
2. Подтягивание сальников на задвижках	6,3		24		151,2
3. Набивка сальников на задвижках	26,3		12		315,6
4. Устранение пропусков (подтягивание фланцевых соединений на арматуре)	10,0		12		120,0
5. Замена прокладок, колец во фланцевых соединениях	40,0		4		160,0
6. Комплектование крепежом фланцевых соединений арматуры	30,0		1		30,0
7. Смена манометров на устье скважины	6,0		1		6,0

Продолжение приложения 12

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
10. Планировка с поправкой обвалования территории скважины	40,0	I	40,0
II. Отогрев устья скважины	120,0	6	720,0
Итого:	-	-	1687,0

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

Выполняемая работа	Норма времени на выполнение I работ, 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	18,0
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	136,3
7. Через трап на мерник с остановкой одной скважины, работающей в один коллектор с замеряемой, и переводом на замер с дополнительной гребенки на замерную	183,2
8. Через трап на мерник с переводом скважины на замер с дополнительной гребенки без остановки скважины	128,0
9. Через гребенку на трап	28,1
10. Через гребенку, трапы I и II ступеней сепарации, прибор ДП-430 на замерные емкости	92,1
III. Замер дебита на автоматической групповой замерной установке типа "Спутник" (АГЗУ):	
а) телемеханизированной	15,3
б) нетелемеханизированной	20,2
Б. Отбор проб жидкости и газа со скважин	
I. Отбор проб жидкости	7,1
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.

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	1000	2000	3000	4000	5000
I	2	3	4	5	6	7	8
<u>Глубиннонасосная эксплуатация скважин</u>							
1. Замер забоя или уровня жидкости в скважине через межтрубное пространство	30,6	53,4	74,4	116,4	158,4	200,4	242,4
2. Отбивка динамического уровня жидкости в скважине волномером	58,1	58,1	58,1	58,1	58,1	58,1	58,1
3. Отбивка статического уровня жидкости в скважине волномером	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1
4. Отбивка динамического и статического уровней с помощью орифайса	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
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	51,0	80,5	110,0	169,0	228,0	287,0	346,0
Б. Лебедка-АПЭЛ, АИСТ, АЭКС	73,0	106,0	137,0	201,0	265,0	329,0	393,0

Продолжение приложения 15

	2	3	4	5	6	7	8
заобойного давления через меж-							
трубное пространство							
А. Лебедка АЗИНмаш-8, II	58,7	102,5	132,0	191,0	250,0	309,0	358,0
Б. Лебедка - АПЭЛ, АИСТ, АЭКС	80,7	112,7	144,7	208,7	272,7	336,7	400,7
8. Поинтервальный замер пластового да-							
вления через межтрубное пространство							
(10 точек)							
А. Лебедка АЗИНмаш-8, II	131,0	160,5	190,0	249,0	308,0	367,0	426,0
Б. Лебедка- АПЭЛ, АИСТ, АЭКС	138,7	170,7	202,7	266,7	330,7	394,7	458,7
9. Замер избыточного давления в затруб-							
ном пространстве скважин при ста-							
тическом и динамическом режимах кон-							
трольным манометром							
	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8
10. Снятие кривых восстановления пласто-							
вого давления							
10.1. Лебедка АЗИНмаш-8, II							
А. на высокопродуктивных сква-							
жинах (более 0,5 т/сут. ат.)	318,0	347,5	377,0	436,0	495,0	544,0	613,0
Б. на среднепродуктивных сква-							
жинах (0,2-0,5 т/сут. ат.)	131,4	160,9	190,4	249,4	308,4	367,4	426,4
В. на низкопродуктивных сква-							
жинах (менее 0,2 т/сут. ат.)	163,1	192,5	222,1	281,1	340,1	399,1	458,1
10.2. Лебедка АПЭЛ, АИСТ, АЭКС							
А. на высокопродуктивных скважин							
(более 0,5 т/сут. ат.)	325,7	357,7	389,7	453,7	517,7	581,7	645,7
Б. на среднепродуктивных скважи-							
нах (0,2-0,5 т/сут. ат.)	151,9	176,5	215,9	279,9	343,9	407,9	471,9

в. на низкопродуктивных скважинах (менее 0,3 т/сут.ат.)	190,0	222,0	254,0	318,0	382,0	446,0	510,0
11. Снятие кривой восстановления уровня (КВУ)	288,2	288,2	288,2	288,2	288,2	288,2	288,2
12. Снятие индикаторных кривых (на 2 режима откачки)	199,3	199,3	199,3	199,3	199,3	199,3	199,3
13. Исследование на периодическую эксплуатацию	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3
14. Отбивка песчаных пробок	24,5	38,0	51,5	78,5	105,5	132,5	159,5
15. Замер дебита жидкости с помощью штуцера	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
16. Замер дебита газа	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
17. Исследование работы глубинных на- сосов при помощи динамографа	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0
18. Отбор глубинных проб нефти	72,0	101,5	131,0	190,0	249,0	308,0	367,0
19. Шаблонирование скважин, отбивка забоя	29,0	58,5	88,0	147,0	206,0	265,0	324,0
<u>Фонтанно-компрессорная эксплуатация скважин</u>							
1. Замер забоя или уровня жидкости в скважине	34,8	49,2	63,6	92,4	121,2	150,0	178,8
2. Замер водораздела в скважине желонкой	34,8	49,2	63,6	92,4	121,2	150,0	178,8
3. Замер пластового давления и темпе- ратуры в скважине	51,9	64,4	76,9	101,9	126,9	151,9	176,9

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	123,9	148,9	173,9	198,9
5. Замер поинтервальных давлений в обводненных скважинах	265,9	278,4	290,9	315,9	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.)	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	292,0
7. Контрольный замер устьевых давлений манометром	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
8. Замер температуры электротермометром	553,2	569,7	586,2	619,2	652,2	685,2	718,2
9. Замер устьевых температур	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
10. Замер межколонных пропусков (определение герметичности)	269,2	286,7	302,2	335,2	368,2	401,2	434,2
11. Замер дебита скважин глубинным дебитометром или снятие профиля отдачи пласта	553,2	569,7	586,2	619,2	652,2	685,2	718,2
12. Замер дистанционным влагомером	553,2	569,7	586,2	619,2	652,2	685,2	718,2
13. Снятие индикаторных диаграмм (на 3 режима откачки)	532,6	532,6	532,6	532,6	532,6	532,6	532,6
14. Отбор глубинных проб жидкости пробоотборником ПД-3	69,0	78,0	87,0	105,0	123,0	141,0	159,0
15. Замер дебита нефти	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0

16. Замер дебита газа	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0
17. Шаблонирование насосно-компрессорных труб	21,0	31,5	42,0	63,0	84,0	95,0	116,0
18. Смена игуцеров	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
19. Исследование скважин КВУ	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4

Эксплуатация скважин, оборудованных ЭОН

1. Замер забоя или уровня жидкости и водораздела в скважине	34,8	49,2	63,6	92,4	121,2	150,0	178,8
2. Отбивка уровня в скважине жалонкой	34,8	49,2	63,6	92,4	121,2	150,0	178,8
3. Отбивка статического уровня волномером	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1
4. Отбивка динамического уровня волномером	58,1	58,1	58,1	58,1	58,1	58,1	58,1
5. Замер динамического и статического уровня орифайсом	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
6. Отбивка динамического уровня с помощью РКМ-4Ф	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	135,8	149,3	162,8	189,9	216,8	243,8	270,8
б) дистанционных	453,2	469,7	496,2	519,2	552,2	585,2	618,2
9. Замер пластового давления	51,9	64,4	76,9	101,9	126,9	151,9	176,9
10. Замер забойного давления	73,9	86,4	98,9	123,9	148,9	173,9	198,9

I	2	3	4	5	6	7	8
I1. Замер избыточного давления в затрубном пространстве скважин при статическом и динамическом режимах контрольным манометром	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
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.)	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	179,5	192,0	217	242	267	292
I3. Снятие профилей отдачи пласта с помощью дистанционных приборов	553,2	569,7	586,2	619,2	652,2	685,2	718,2
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 10 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 проботборником типа ЦД-3	69,0	78,0	87,0	105,0	123,0	141,0	159,0
I9. Шаблонирование НКГ желонкой или специальным шаблоном	21,0	31,5	42,0	63,0	84,0	95,0	116,0

20. Отбивка подвески	40,7	54,2	67,7	94,7	121,7	148,7	175,7
<u>Нагнетательные скважины</u>							
1. Отбивка уровня в скважине	35,0	38,5	42,1	49,2	56,3	63,4	70,5
2. Замер пластового давления в скважине глубинным манометром	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
3. Замер забойного давления	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
4. Замер давления и температуры скважины глубинным манометром	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
5. Замер пластового давления и приемистости скважины дистанционными приборами	553,2	569,7	586,2	619,2	652,2	685,2	718,2
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)	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
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.)	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

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
10. Отбивка динамических и статических уровней (для карт изобар) желонкой	35,0	38,5	42,1	49,2	56,3	63,4	70,5
11. Снятие индикаторных диаграмм	508,6	508,6	508,6	508,6	508,6	508,6	508,6
12. Замер забоя скважин	34,8	49,2	63,6	92,4	121,2	150	178,8
13. Термометрирование (АПЭД)	553,2	569,7	586,2	618,2	652,2	685,2	718,2
14. Замер приемистости пласта дистанционным расходомером	553,2	569,7	586,2	618,2	652,2	685,2	718,2
15. 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 трех скважин	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
16. Снятие профилей отдачи пласта дистанционными приборами	150,0	169,2	188,4	226,8	265,2	303,6	342,0
17. Отбор поверхностных проб воды из манифольдной линии	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
18. Шаблонирование скважин, отбивка забоев	21,0	31,5	42,0	63,0	84,0	95,0	116,0
19. Определение герметичности колонны	269,2	285,7	302,2	335,2	368,2	401,2	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
<u>Контрольные и пьезометрические скважины</u>							
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 16

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	Норма 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	71,5
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		0,13	254	33,0
3. Очистка дрипа от замазученности	" I		0,24	12	2,9
4. Осмотр колодца	колодец I		0,14	52	7,3
5. Маркировка колодца или дрипа	дрип I		0,54	I	0,5
Итого:					
а) при резкопересеченной местности	-		-	-	115,2
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 отсекающего газа, проверка работы регулятора уровня нефти, проверка давления газа в газопроводе	объект I		0,11	254	27,94

Приложение 17

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:							
СКН2-615	К-15Т-К	4	19,60	26,97	73,50	6,74	80,24
СКН3-1515	- " -	"	22,34	43,66	83,78	10,91	94,69
СКЗ-1,2-630	- " -	"	23,56	51,71	88,35	12,93	101,28
СКН5-3015	- " -	"	24,49	52,61	91,84	13,15	104,99
СК6-2,1-2500	- " -	"	28,53	69,34	106,99	17,34	124,33
СКН 10-3315	- " -	"	23,92	67,81	89,70	16,95	106,65
СКН 10-3012	- " -	"	25,82	73,30	96,82	18,33	115,15
7СК8-3,5-4000	- " -	"	34,69	108,31	130,09	27,08	157,17
7СК12-2,5-4000	- " -	"	36,98	109,24	138,67	27,31	165,98
2. Фонтанная арматура на нефть (газ) скважин эксплуатационного фонда	ремонт по мере необходимости	-		8,2	-	8,2	8,2
3. Нагнетательная скважина эксплуатационного фонда	ремонт по мере необходимости	-		10,8	-	10,8	10,8
4. Установка для депарафинизации скважин АДУ-1, АДУ-2, АДУ-3	К-Т-К	2	2,3	8	1,2	4	5,2

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

Наименование работ	Нормы времени по типам СКН, чел.час									
	СКН2- 615	СКН3- 1515	СКЗ- 1,2- 630	СКН5- 3015	СК6- 2,1- 2500	СКН10- -3315	СКН10- 3012	7СК8- 3,5- 4000	7СК12- 2,5-4000	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1. Открепить и снять крышки подшипников ведомого вала, снять прокладки	0,39	0,39	0,43	0,44	0,54	0,54	0,82	1,27	1,09	
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	0,31	0,33	0,34	0,37	0,50	0,63	
4. Открепить и снять крышку люка	0,06	0,06	0,06	0,06	0,12	0,06	0,07	0,10	0,14	
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	

15-3671

-225-

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
10. Залить масло в корпус редуктора	0,21	0,21	0,21	0,33	0,40	0,33	0,34	0,35	0,36
11. Установить прокладку, крышку люка и закрепить	0,08	0,08	0,08	0,07	0,10	0,08	0,07	0,15	0,11
12. Набить солидолом, установить прокладки, закрепить стаканы и крышки подшипников ведущего вала	0,45	0,45	0,44	0,41	0,45	0,42	0,42	0,44	0,44
13. Набить солидолом, установить прокладки, закрепить стаканы и крышки подшипников промежуточного вала	0,53	0,53	0,63	0,51	0,34	0,53	0,54	0,46	0,79
14. Набить солидолом, установить прокладки, закрепить стаканы и глухие крышки подшипников ведомого вала	0,53	0,53	0,68	0,51	0,31	0,61	0,62	0,51	0,93
15. Открепить и снять крышки подшипника, снять крышки и прокладки	0,12	0,12	0,07	0,13	0,16	0,20	-	0,28	0,35
16. Набить в корпус подшипника смазку, установить прокладки, крышки закрепить болтами и зашплинтовать	0,21	0,21	0,21	0,21	0,30	0,33	-	0,47	0,52

Продолжение приложения 18

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17. Разборка, ремонт и сборка шатунов	1,39	3,57	4,38	4,84	7,44	3,22	4,15	10,24	10,66
18. 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	0,61	0,85	0,89	1,04
19. Выпрессовать подшипники в корпус, напрессовать корпус с подшипниками на шейки оси балансира, набить смазку, установить кольца, прокладки, крышки и закрепить болтами	0,30	0,38	0,38	0,51	0,77	0,58	1,02	1,01	1,45
20. Сменить уплотнения в крышках подшипников	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06	0,06	0,05	0,07	0,07
21. 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	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	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	0,08
б) болтов опоры	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
26. Проверить состояние пальца головки балансира, смазать	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
27. Очистить и проверить состояние подшипника и прокладки	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
28. Подтянуть крепление опоры балансира	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
29. Подготовка и смена канатной подвески	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
30. Уравновешивание СКН	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
31. Ремонт штанговращателя	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
32. Проверка или смена тормозного устройства	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
33. Центровка станка-качалки	5,50	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 1,15 к ЕНВ (п. I-23) на работы, выполняемые непосредственно на скважине	19,6	22,34	23,56	24,49	28,53	23,92	25,82	34,69	36,98	

Приложение 19

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

Выполняемая работа	Норма	Коли-	Нормы вре-
	времени на один ремонт, чел.-мин.	чество ремон- тов в год	мени на го- довой объ- ем ремон- тов, чел.-мин.
I	2	3	4
Групповая установка для сбора, замера жидкости			
I. Текущий ремонт			
запорной и предохранительной арматуры	46	14	644
булитов	886	0,375	332
гидроциклонной головки	295	0,375	111
Итого:	-	-	1087
2. Капитальный ремонт булитов			
гидроциклонной головки	2755	0,125	344
Итого:	-	-	449
Всего на установку	-	-	1536
Индивидуальная установка для сбора, замера жидкости			
I. Текущий ремонт			
запорной и предохранительной арматуры	52	4	208
трапа	497	0,375	186
мерника	662	0,25	166
Итого:	-	-	560
2. Капитальный ремонт			
трапа	1546	0,125	193
мерника	2208	0,25	552
Итого:	-	-	745
Всего на установку	-	-	1305

Нормы времени на ремонт глубинных насосов

Выполняемая работа	Нормы времени на выполнение одной работы, чел.-час			
	НСВ1 (НГВ1)	НСН1 (НГН1)	НСВ-1Б	НСН-2Б
	НСВ2 (НГВ2)	НСН2 (НГН2)		
I	2	3	4	5
Капитальный ремонт				
1. Доставить насос в цех	0,09	0,10	0,11	0,09
2. Разобрать насос	0,23	0,21	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	-	-
10. Притереть клапан	0,17	0,16	0,13	0,08
11. Притереть плунжер по цилиндру	0,46	0,37	0,35	-
12. Отогреть насос паяльной лампой	-	0,35	-	-
13. Пропарить, промыть и очистить от грязи поверхность цилиндра (наружную)	0,32	0,37	-	-
14. Очистить от грязи внутреннюю поверхность цилиндра	-	-	0,10	0,27
15. Промыть и очистить внутреннюю поверхность втулок	-	0,18	-	-
16. Промыть и очистить детали узлов насоса (плунжер, клапан)	0,21	0,24	-	-
17. Проверить детали клапана на герметичность, заменить негодные и собрать клапан	-	0,16	0,10	-

Продолжение приложения 20

I	2	3	4	5
18. Проверить цилиндры на течь	0,04	-	-	-
19. Заменить клапан	0,08	-	-	-
20. Зачистить, протереть гнездо замковой опоры	-	-	-	0,05
21. Проверить фонарь, заменить посадочное кольцо	-	-	0,14	-
22. Разобрать, протереть и про- верить нагнетательный кла- пан	-	-	0,16	0,05
23. Произвести ревизию всасыва- ющих клапанов, заменить не- годные детали на основном и дублирующем клапанах	-	-	0,29	-
24. Зачистить наружную поверх- ность насоса	-	-	0,14	-
25. Промыть и очистить от грязи детали узла цилиндра, про- верить состояние деталей	0,12	0,12	0,12	-
26. Промыть и очистить от грязи детали узла плунжера, прове- рить состояние деталей	0,10	0,10	0,11	-
<u>Сборка узла цилиндра</u>				
27. Установить кожух в тиски, очистить и собрать комп- лект 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	-	-
<u>Сборка замковой опоры</u>				
28. Установить опорную муфту в тиски, установить в опорную муфту пружинный якорь, опор- ное кольцо и ввернуть пере- водник, снять опорную муфту с тисков	0,05	0,05	0,06	-

I	2	3	4	5
<u>Сборка замкового узла</u>				
29. Установить корпус конуса в тиски, вложить в корпус противопесочный клапан и ввернуть направляющую штока, надеть на корпус конус и навернуть упорный шпиль, снять замковый узел с тисков	0,07	0,07	0,08	-
<u>Сборка клапанов</u>				
30. Установить корпус (клетку) клапана в тиски, установить в него стакан и седло, ввернуть наконечник-конус (шпиль или конус довителя) и закрепить, снять клапан с тисков	0,04	0,04	0,05	-
<u>Сборка насоса по узлам</u>				
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 шпиль 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	-
<u>Сборка насоса</u>				
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

<u>I</u>	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>5</u>
33. Спрессовка насоса	-	-	-	1,25
34. Сборка насоса НСН-2Б	-	-	-	0,36
ИТОГО:	3,49	3,76	3,17	2,54
<u>Текущий ремонт</u>				
I. Работы капитального ремонта по пунктам I-6; I2; 22; 23; 27-30	1,24	1,23	1,14	0,58
ИТОГО:	1,24	1,23	1,14	0,58

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-1000x180(10НМК-2)	К-5Т-К	3,7	26,2	86,6	35,4	23,4	58,8
ЦНС-38x44...220(3МС-10), ЦНС-60x66...330(4МС-10)	К-5Т-К	3,7	9,4	31,3	12,8	8,5	21,2
ЦНС-38x25...250(5МС-7), ЦНС-106x98...490(5МС-10)	К-5Т-К	3,7	11,4	37,9	15,4	10,2	25,6
ЦНС-180x85...425(6МС-7)	К-5Т-К	3,7	33,1	110,6	44,7	29,9	74,6
ЦНС-180x476...680(6МС-10)	К-5Т-К	3,7	47,3	157,6	63,9	42,6	106,5
ЦНС-300x120...600(8МС-7), ЦНС-300x600...1200(8МС-10)	К-5Т-К	3,7	27,3	91,0	36,9	24,6	61,5
Насосы поршневые:							
ИПР	К-ИТ-К	2,2	33,0	110,1	165,0	50,0	215,0
9МГР, НПР250/50	К-7Т-К	2,2	29,4	98,0	93,5	44,5	138,0

Продолжение приложения 21

I	1	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:								
ДЗ20х50(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-300x120...600(8МС-7),
ЦНС-300x600...1200(8МС-10)

К-3Т-К 1,5 28,0 93,3 56,0 62,2 118,2

Насосы поршневые:

9МГР, 9МГР-6I

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:

АЦ-150, АЦ-300

К-5Т-К 1,7 27,3 91,0 80,2 53,5 133,7

ДБ30x90(8НДВ)

К-5Т-К 1,7 22,8 77,0 67,0 45,3 112,3

8НГД-9x3

К-5Т-К 1,7 24,9 82,9 73,2 48,8 122,0

10НГД-6x1

К-5Т-К 1,7 25,4 84,8 74,7 49,9 124,6

8НД-9x3, 8НД-10x5

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-5x1, 6НК-9x1

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-38x44...220(3МС-10),
ЦНС-60x66...330(4МС-10)

К-5Т-К 1,7 9,4 31,3 27,6 18,4 46,0

ЦНС-38x25...250(5МС-7),
ЦНС-105x98...490(5МС-10)

К-5Т-К 1,7 11,4 37,9 33,5 22,3 55,8

ЦНС-180x85...425(6МС-7)

К-5Т-К 1,7 33,1 110,6 97,3 65,1 162,4

ЦНС-180x476...680(6МС-10)

К-5Т-К 1,7 47,3 157,6 139,1 92,7 231,8

ЦНС-300x120...600(8С-7),

К-5Т-К 1,7 28,0 93,2 82,3 54,8 137,1

ЦНС-360x600...1200(8МС-10)

Продолжение приложения 21

1	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
Д630x90(8НДВ)	К-7Т-К	1,8	23,1	77,0	89,8	42,8	132,6
8НГД-6x1, 10НГД-6x1	К-5Т-К	1,8	26,4	88,0	73,3	48,9	122,2
8НГД-9x3	К-5Т-К	1,8	25,5	85,0	70,8	47,2	118,0
8НД-9x3, 10НД-10x2	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-400x105	К-7Т-К	1,8	16,3	54,4	63,4	30,2	93,6
ЦНС-38x44...220(3МС-10), ЦНС-60x66...330(4МС-10)	К-5Т-К	1,8	9,8	32,7	27,2	18,2	45,4
ЦНС-38x25...250(5МС-7), ЦНС-105x98...490(5МС-10)	К-5Т-К	1,8	11,9	39,7	33,1	22,0	55,1
ЦНС-180x85...425(6МС-7)	К-5Т-К	1,8	34,2	114,0	95,0	63,3	158,3
ЦНС-180x476...680(6МС-10)	К-5Т-К	1,8	48,5	161,8	134,7	85,9	224,6
ЦНС-300x120...600(8МС-7), ЦНС-300x600...1200(8МС-10)	К-5Т-К	1,8	28,0	93,3	77,8	51,8	129,6
Рабочая среда - бензин							
Насосы центробежные:							
4Н-5x4	К-5Т-К	2	12,8	42,7	32,0	21,3	53,3
4Н-5x8С	К-5Т-К	2	42,6	142,1	106,5	71,0	177,5
4НГ-5x4	К-5Т-К	2	19,6	65,4	49,0	32,7	81,7
5НГ-5x2	К-5Т-К	2	10,6	35,4	26,5	17,7	44,2
6НГ-7x2	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 ВКлВНС	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 РПН	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	28,0	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

1	2	3	4	5	6	7	8
консольные типа К	К-2Т-К	1,2	7,6	25,3	11,7	19,5	31,2
типа КСМ	К-3Т-К	1,2	26,5	88,3	61,7	67,9	129,0
ИЗНА-8x4	К-5Т-К	1,2	29,0	96,7	111,5	74,4	185,9
фекальные типа Ф и НФ	К-3Т-К	1,2	8,7	29,0	20,1	22,3	42,4
Х8/18Д(1,5Х-6Д), Х8/18Е(1,5Х-6Е), Х8/18И(1,5-6И), Х8/18П(1,5Х-6П)	К-2Т-К	1,2	7,2	24,0	11,1	18,5	29,6
Х20/31И(2Х-6И)	К-2Т-К	1,3	6,6	22,0	17,2	16,9	34,1
Х90/33Д(4Х-12Д)	К-2Т-К	1,3	7,8	26,0	12,0	20,0	32,0
Х160/29Д(6Х-9Д)	К-2Т-К	1,3	8,3	27,7	12,8	21,3	34,1
ЦНС-250-100, ЦНС-150x100НЖ	К-3Т-К	1,3	11,8	54,8	27,9	43,1	71,0
ЦНС-38x44...220(3МС-10), ЦНС-60x66...330(4МС-10)	К-2Т-К	1,3	9,8	32,7	15,1	25,2	40,3
ЦНС-38x25...250(5МС-7), ЦНС-105x98...490(5МС-10)	К-2Т-К	1,3	11,9	39,7	18,3	30,5	48,8
ЦНС-180x85...425(6МС-7)	К-2Т-К	1,3	34,2	114,0	52,6	87,7	140,3
ЦНС-180x476...680(6МС-10)	К-2Т-К	1,3	48,5	161,8	74,6	124,5	199,1
ЦНС-300x120...600(8МС-7), ЦНС-300x600...1200(8МС-10)	К-2Т-К	1,3	28,0	93,3	43,1	71,8	114,9
ЦНС-180x950...1195, 1422, 1900	К-3Т-К	1,3	49,8	166,0	114,9	127,7	242,6
Насосы поршневые: 9МГР-61, НГР 250/50	К-3Т-К	1,3	33,1	110,3	76,4	84,8	161,2

Рабочая среда - сточная сернистая вода

Насосы центробежные:

АЯЦ-150, АЯЦ-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
У8/18И(1,5-6И)	К-2Т-К	1,3	7,2	24,0	11,1	18,5	29,6
У20/31И(2-6И)	К-2Т-К	1,3	6,6	22,0	10,2	16,9	27,1
ЦН-150х100ИИ	К-2Т-К	1,3	11,8	54,8	18,6	43,1	61,7
ЦНС-38х44...220(3МС-10)	К-Т-К	1,3	9,8	32,7	7,5	25,2	32,7
ЦНС-60х66...330(4МС-10)							
ЦНС-38х25...250(5МС-7)	К-Т-К	1,3	11,9	39,7	9,2	30,5	39,7
ЦНС-106х98...490(5МС-7)							
ЦНС-180х85...425(6МС-7)	К-Т-К	1,3	34,2	114,0	26,3	97,7	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)	К-Т-К	1,3	28,0	93,3	21,5	71,8	93,3
ЦНС-300х600...1200(8МС-10)							
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:							
ЭМГР	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-150, АЯП-300	К-7Т-К	3,5	27,3	91,0	54,6	26,0	80,6
Д200х36 (5НДВ), Д320х50 (6НДВ)	К-3Т-Е	3,5	7,2	23,9	6,2	6,8	13,0
Д630х90 (8НДВ)	К-3Т-К	3,5	22,8	75,9	19,5	21,7	41,2
Д1000х40 (14НДС)	К-7Т-К	2,5	26,0	86,6	52,0	24,7	76,7
Д1250х60 (12НДС)	К-7Т-К	3,5	24,5	81,6	49,0	23,3	72,3
Д2500х62 (18НДС)	К-7Т-К	3,5	28,5	95,0	57,0	27,1	84,1
200Д60, 300Д90, 300Д90Б, 300Д90Ф	К-7Т-К	3,5	4,5	15,1	9,0	4,3	13,3
ЦН-150-100	К-5Т-К	3,5	11,8	54,8	16,9	15,7	32,6
ЦН-1000х180 (10НМК-2)	К-7Т-К	3,5	26,2	86,6	52,4	24,7	77,1
ЦНС-38х44...220 (3МС-10), ЦНС-60х66...330 (4МС-10)	К-5Т-К	3,5	15,5	31,3	22,1	8,9	31,0
ЦНС-38х25...250 (5МС-7), ЦНС-105х98...490 (5МС-10)	К-5Т-К	3,5	9,6	32,0	13,7	9,1	22,8
ЦНС-180х85...425 (6МС-7)	К-5Т-К	3,5	33,1	110,6	47,3	31,6	78,9
ЦНС-180х476...680 (6МС-7)	К-5Т-К	3,5	47,3	157,6	67,6	45,0	112,6
ЦНС-300х120...600 (8МС-7), ЦНС-300х600...1200 (8МС-10)	К-5Т-К	3,5	27,3	91,0	39,0	26,0	65,0
ЦНС-180х950, 1195, 1422, 1660, 1900	К-5Т-К	3,5	48,4	161,3	69,1	46,1	115,2
ЦНС-500х1900	К-5Т-К	3,5	52,0	173,3	74,3	49,5	123,8
Насосы поршневые:							
9МГР-6I	К-3Т-К	1,3	29,4	98,0	67,8	75,4	143,2

-240-

4559

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	10

I. Колонны тарельчатые с желобчатыми колпачками с диаметром корпуса, мм. (в числителе) и числом тарелок (в знаменателе)

-241-

$\frac{1000}{30}$	K-5T-K	12	39	-	130	16,250	-	10,833	27,083
$\frac{1200}{12}$			30	-	100	12,500	-	8,333	20,833
$\frac{1400}{20}$			36	-	120	15,000	-	10,000	25,000
$\frac{1600}{5}$			21	-	70	8,750	-	5,833	14,583
$\frac{1600}{30}$			69	-	230	28,750	-	19,167	47,917
$\frac{2400}{30}$			120	-	430	50,000	-	35,833	85,833
$\frac{2400}{5}$			27	-	90	11,250	-	7,500	18,750

Продолжение приложения 22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\frac{2600}{80}$	К-5Т-К	12	183	-	610	76,250	-	50,833	127,083
$\frac{1600-4500}{50}$			204	-	680	85,000	-	56,667	141,667
$\frac{3400-3800}{43}$			198	-	660	82,500	-	55,000	137,500
2. Колонны тарельчатые с круглыми копчаками									
$\frac{1000}{30}$	К-5Т-К	12	48	-	160	20,000	-	13,333	33,333
$\frac{1200}{30}$			51	-	170	21,250	-	14,167	35,417
$\frac{1400}{20}$			45	-	150	18,750	-	12,500	31,250
$\frac{1400}{30}$			54	-	180	22,500	-	15,000	37,500
$\frac{1400}{80}$			111	-	370	46,250	-	30,833	77,083
$\frac{1600}{37}$			93	-	310	38,750	-	25,833	64,583
$\frac{1600}{10}$			36	-	120	15,000	-	10,000	25,000
$\frac{1800}{30}$			72	-	240	30,000	-	20,000	50,000
$\frac{2000}{6}$			36	-	120	15,000	-	10,000	25,000

2000/22	K-5T-K	I2	66	-	220	27,500	-	18,333	45,833
2000/34			III	-	370	46,250	-	30,833	77,083
2000/68			207	-	690	86,250	-	57,500	143,750
2000/16			54	-	180	22,500	-	15,000	37,500
2000/30			III	-	370	46,250	-	30,833	77,083
2200/80			279	-	930	116,250	-	77,500	193,750
2400/30			I29	-	430	53,750	-	35,833	89,583
2400/16			72	-	240	30,000	-	20,000	50,000
2600/37			I71	-	570	71,250	-	47,500	118,750
3000/30			216	-	720	90,000	-	60,000	150,000
3000/22			I35	-	450	56,250	-	37,500	23,750
3800/30			237	-	790	98,750	-	65,833	164,583
<u>3200-2800</u> 30			I29	-	430	53,750	-	35,833	89,583
<u>2400-1800</u> 40			I35	-	450	56,250	-	37,500	93,750
3. Колонны тарельчатые с S-образными колпачками									
I000/3	K-5T-K	I2	18	-	60	7,500	-	5,000	12,500
I000/42			42	-	140	17,500	-	11,667	29,167
I400/40			51	-	170	21,250	-	14,167	35,417
I600/30			39	-	130	16,250	-	10,833	27,083
<u>2400-1800</u> 40			60	-	200	25,000	-	16,667	41,667

Продолжение приложения 22

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2000/50	K-5T-K	12	66	-	220	27,500	-	18,333	45,833
2200/50			69	-	230	38,750	-	19,167	47,917
2400/50			72	-	240	30,000	-	20,000	50,000
2600/39			69	-	230	28,750	-	19,167	47,917
<u>2200-3800</u> 40			75	-	250	31,250	-	20,833	52,083
<u>2400-3800</u> 51			87	-	290	36,250	-	24,167	60,417
3400/60			102	-	340	42,500	-	28,333	70,833
<u>2400-3800</u> 31			75	-	250	31,250	-	20,833	52,083
3800/40			87	-	290	36,250	-	24,167	60,417
3800/60			105	-	350	43,750	-	29,167	72,917
4000/42			90	-	300	37,500	-	25,000	62,500
4. Колонны тарельчатые с колпачками круглыми/ше-лобчатными									
<u>2000-3000</u> 20-20			150	-	500	62,500	-	41,667	104,167
<u>2200-3200</u> 18-16			144	-	480	60,000	-	40,000	100,000
<u>2800-3400</u> 18-16			165	-	550	68,750	-	45,833	114,583

157-3517

5. Теплообменник кожухотрубчатый с плавающей головкой диаметром корпуса (числитель) и числом трубок (знаменатель)

$\frac{325}{44}$	K-7T-K	I2	6	-	20	3,500	-	1,667	5,167
$\frac{476}{112}, \frac{529}{140}$			9	-	30	5,250	-	2,500	7,750
$\frac{630}{208}$			12	-	40	7,000	-	3,333	10,333
$\frac{720}{280}$	K-3C-4T-K	I2	15	40	50	5,000	10,000	4,167	19,167
$\frac{800}{568}$			21	56	70	7,000	14,000	5,833	26,833
$\frac{1000}{584}$			27	72	90	9,000	18,000	7,500	34,500
$\frac{1200}{1039}$			33	88	110	11,000	22,000	9,167	42,167
$\frac{1400}{1251}$			39	104	130	13,000	26,000	10,833	49,833

6. Теплообменник кожухотрубчатый с неподвижной трубной решеткой

$\frac{478}{146}$	K-7T-K	I2	33	-	110	19,250	-	9,167	28,417
$\frac{630}{280}$			72	-	240	42,000	-	20,000	62,000

-245-

Продолжение приложения 22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
820 444	К-7Т-К	I2	96	-	320	56,000	-	26,667	82,667
1020 736			138	-	460	80,500	-	38,333	118,833
1230 870			156	-	520	91,000	-	43,333	134,333
7. Теплообменник типа "труба в трубе"									
ТТ 7-3	К-7Т-К	I2	42	-	140	24,500	-	11,667	36,167
8. Емкости, объемом, м ³									
4	К-7Т-К	I2	3	-	10	1,750	-	0,833	2,583
8			6	-	20	3,500	-	1,667	5,167
16,20			9	-	30	5,250	-	2,500	7,750
25,32			12	-	40	7,000	-	3,333	10,333
40			15	-	50	8,750	-	4,167	12,917
50			18	-	60	10,500	-	5,000	15,500
63			24	-	80	14,000	-	6,667	20,667
80			33	-	110	19,250	-	9,167	28,417
100			36	-	120	21,000	-	10,000	31,000
125			39	-	130	22,750	-	10,833	33,583
160			48	-	160	28,000	-	13,333	41,333
200			60	-	200	35,000	-	16,667	51,667
9. Электродегидратор цилиндрический			К-7Т-К	I2	18	-	60	10,500	-

10. Печи беспламен-
ного горения

ПБ-0,75	К-7Т-К	12	80	-	200	46,667	-	16,667	63,334
ПБ-20, ПБ-22	- " -	-"-	416	-	1040	242,667	-	86,667	329,334
18Б х 152	К-5Т-К	12	440	-	1100	183,333	-	91,667	275,000
12Б х 152	- " -	-"-	332	-	830	138,333	-	69,167	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-ЗТ-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 I км трубопровода, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час		
			текущий	капитальный	текущий	капитальный	все-го
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

Основные показатели системы планового ремонта теплотехнического
оборудования

Наименование оборудования	Струк- тура ремонт- ного цикла	Длитель- ность ремонт- ного цикла, годы	Трудоемкость одного ре- монта, чел.-час		Трудоемкость ремон- тов в расчете на год, чел.-час		
			теку- щий	капи- таль- ный	теку- щий	капи- таль- ный	всего
I	2	3	4	5	6	7	8
Котлы паровые вертикально-водотрубные на давление до 1,4 МПа, работающие на газообразном и жидком топливе, типа ДКВр, паропроизводительностью, т/ч:							
2,5	К-Т-К	2	240	800	108	360	468
4,0	"	"	330	1100	148	495	643
6,5	"	"	420	1400	189	630	819
10,0	"	"	480	1650	216	742	958
20,0	"	"	700	2300	315	1035	1350
Котлы вертикальные цилиндрические паропроизводительностью, т/ч:							
0,4	К-Т-К	5	36	120	26	22	48
0,8	"	"	50	180	36	32	68
1,0	"	"	70	240	50	43	93
Котлы водогрейные, работающие на газообразном и жидком топливе, теплопроизводительностью, МВт (Гкал/ч):							
до 5(4,3)	К-Т-К	6	300	1000	90	150	240
8,2(6,5)	"	"	390	1300	117	195	312

Продолжение приложения 25

1	2	3	4	5	6	7	8
9,0(8,3)	К-2Т-К	6	450	1500	135	225	360
11,6 (10,0)			540	1800	162	270	432
23,2(20,0)			750	2500	225	375	600
40,8 (35)			870	2900	261	435	696
58 (100)			1400	4400	420	660	1080
116(100)			2100	7200	630	1080	1710
Котлы паровые горизонтально-водотрубные на давление 1,4МПа, работающие на газообразном и жидком топливе, типа ДКВр, паропроизводительность, т/ч:							
2,5	К-Т-К	2	216	720	97	324	421
4,0	"	"	297	990	134	445	579
6,5	"	"	378	1260	170	567	737
10,0	"	"	432	1485	194	668	862
20,0	"	"	630	2070	283	931	1214
Котлоагрегаты автоматизированные, отопительные, чугунные, с тягодутьевым устройством и автоматикой, поверхность нагрева, м ² :							
23,0	К-3Т-К	2	100	340	68	77	145
32,0	"	"	120	400	81	90	171
40,0	"	"	140	470	95	106	201
Деаэраторы атмосферные с колонкой, запорно-регулирующей арматурой и трубопроводами в пределах установки производительность, т/ч:							
до 10	К-3Т-К	4	37	125	25	28	53

15	К-3Г-А	4	42	140	28	31	59
25	-"-	"	48	160	32	36	68
50	-"-	"	54	180	36	40	76
Фильтры тонкие первой и второй ступени с высотой загрузки до 2 м диаметром, мм							
700	К-9Г-К	5	12	40	19	7	26
1000	-"-	"	15	50	24	9	33
1500	-"-	"	18	60	29	11	40
Солеурастворители, диаметром, мм:							
до 480	К-3Г-К	4	7,5	25	5	6	11
720	-"-	"	12	40	8	9	17
Баки деаэрационные с запорной арматурой и водоуказательными приборами на рабочее давление до 0,6 МПа вместимостью, м³							
до 10	К-3Г-К	4	6	30	4	7	11
15	-"-	"	8	40	5	9	14
25	-"-	"	10	50	7	11	18
35	-"-	"	13	65	9	15	24
50	-"-	"	16	80	11	18	29
Теплообменники латунные с площадью нагрева, м²							
до 1	К-3Г-К	4	5	16	3	4	7
2-3	-"-	"	8	25	5	6	11

Продолжение приложения 25

I	2	3	4	5	6	7	8
4-6	К-3Г-К	4	10	35	7	8	15
7-9	-"-	"	12	40	8	9	17
10-12	-"-	"	14	46	9	10	19
13-18	-"-	"	17	56	11	13	24
19-23	-"-	"	20	66	13	15	28
24-29	-"-	"	23	76	15	17	32
30-35	-"-	"	25	86	17	19	36
36-50	-"-	"	30	100	20	22	42
51-70	-"-	"	39	130	26	30	56
71-80	-"-	"	43	145	29	32	61
81-100	-"-	"	51	170	34	39	73
101-120	-"-	"	60	200	41	45	86
121-140	-"-	"	72	240	49	54	103
141-160	-"-	"	84	280	57	63	120
Емкости для питьевой воды, м³							
5	К-3Г-К	4	5	16	4	4	8
10	-"-	"	7	23	4	5	9
15	-"-	"	8	25	5	5	10
25	-"-	"	9	32	6	7	13
50	-"-	"	17	56	11	13	24
75	-"-	"	24	81	16	18	34
Емкости для жидкого топлива, м³							
3	К-6Г-К	15	4	14	1,8	0,9	2,7

5	К-6Т-К	15	5	16	1,8	0,9	2,7
7	-"-	"	5	18	1,8	0,9	2,7
10	-"-	"	7	23	2	1	3
15	-"-	"	8	25	2	1	3
25	-"-	"	9	32	3	2	5
50	-"-	"	17	56	6	3	9
75	-"-	"	24	81	9	5	14

Емкости металлические для мокрого хранения соли, м³

25	К-2Т-К	4	9	32	6	7	13
50	-"-	"	17	56	11	12	23
75	-"-	"	24	81	16	18	34
100	-"-	"	32	108	22	24	46

Наружные трубопроводы

Водопровод, воздухопровод, газопровод из стальных труб с противокоррозийной окраской, проложенный в траншеях, проходных и непроходных каналах (на 1 км) с условным диаметром, мм

50	К-IIIТ-К	12	50	190	41	14	55
75	-"-	"	50	220	41	16	57
100	-"-	"	60	250	49	19	68
150	-"-	"	70	290	58	22	80
200	-"-	"	80	330	66	25	91
250	-"-	"	120	470	99	35	134
300	-"-	"	140	550	115	41	156

Продолжение приложения 25

1	2	3	4	5	6	7	8
Тепловые сети, паропроводы и конденсато- проводы, проложенные на эстакадах, по сте- нам зданий и в проходных каналах (на 1 км), с условным диаметром, мм							
50	К-14Т-К	15	120	500	101	30	131
75	-"-	"	180	700	151	42	193
100	-"-	"	250	950	210	57	267
150	-"-	"	300	1200	252	72	324
200	-"-	"	400	1500	336	90	426
250	-"-	"	500	2000	420	120	540
300	-"-	"	600	2200	504	132	636
То же, проложенные в непроходных каналах (на 1 км), с условным диаметром, мм:							
50	К-14Т-К	15	100	420	83	25	108
75	-"-	"	150	600	126	36	162
100	-"-	"	200	800	168	48	216
150	-"-	"	250	1000	209	59	268
200	-"-	"	300	1300	252	77	329
250	-"-	"	400	1700	336	101	437
300	-"-	"	500	1900	420	113	533
Мазутопроводы с изоляцией и обогревом, проложенные в непроходных каналах (на 1 км), с условным диаметром, мм:							
до 25	К-11Т-К	12	90	350	74	26	100
50	-"-	"	100	400	82	29	111

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

Внутренние трубопроводы

Паропроводы, конденсатопроводы, тепло-
проводы, мазутопроводы с обогревом и
изоляцией (на I км), с условным диамет-
ром, мм

до 25	K-I5T-K	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, тру-
бопроводы системы отопления без изоляции
(на I км), с условным диаметром, мм:

до 25	K-9T-K	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	I18	54	I72

Основные показатели системы планового ремонта дымососов
и вентиляторов

Наименование оборудования	Струк- тура ремон- тного цикла	Дли- тель- ность ремон- тного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел.-час		
			капи- таль- ный	теку- щий	капи- таль- ный	теку- щий	всего
I	2	3	4	5	6	7	8
Вентиляторы котельные							
Вентиляторы дутьевые центробежные с по- дачей, м ³ /час:							
до 7000	К-2Т-К	3	70	20	18,7	10,7	29,4
7100-10000	"	"	90	25	24,0	13,4	37,4
10200-14600	"	"	110	30	29,3	16,0	45,3
14650-19600	"	"	130	35	34,6	18,6	53,2
19650-27600	"	"	150	40	40,0	21,3	61,3
27650-39000	"	"	170	50	45,3	26,7	72,0
39100-50000	"	"	135	60	36,0	32,0	68,0
50100-75000	"	"	210	65	56,0	34,6	90,6
Дымососы центробежные одностороннего вса- сывания с подачей, м³/час:							
до 10000	К-3Т-К	2	100	30	40,0	36,0	76,0
10200-14600	"	"	120	36	48,0	43,2	91,2
14650-19600	"	"	140	40	56,0	48,0	104,0
19650-27600	"	"	160	48	64,0	57,6	121,6

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 радиобачинного типа 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 м² 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

I	2	3	4	5	6	7	8
500	К-15Г-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-15Г-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

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

Наименование оборудования	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годн	Трудоемкость од-ного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонт-тов в расчете на год, чел.-час		
			капи-таль-ный	теку-щий	капи-таль-ный	теку-щий	все-го
I	2	3	4	5	6	7	8
1. Талевый блок БТН 4x50	К-ЗТ-К	2,2	6,06	1,82	2,75	2,48	5,23
2. Талевый блок БТЭ	К-ЗТ-К	2,2	3,66	1,10	1,66	1,50	3,16
3. Кронблок КБЭ	К-ЗТ-К	2,2	11,38	3,41	5,17	4,65	9,82
4. Кронблок КБН 5x50	К-ЗТ-К	2,2	14,00	4,20	6,36	5,73	12,09
5. Крюки подъемные типа КН	К-ЗТ-К	2,2	4,76	1,43	2,16	1,95	4,11
6. Вертлюг грузоподъемностью 10-50 т	К-ЗТ-К	1,4	32,80	5,74	23,43	12,30	35,73
7. Вертлюг грузоподъемностью 75 т	К-ЗТ-К	1,4	49,20	8,53	35,14	18,28	53,42
8. Автомат для подземного ремонта АПР-2	К-ЗТ-К	1,4	17,41	5,22	12,44	11,19	23,63
9. Ключ механический универсальный типа КМУ	К-ЗТ-К	1,4	43,85	13,16	31,32	28,20	59,52
10. Ротор	К-ЗТ-К	1,4	73,80	24,60	52,71	35,14	87,85
11. Автонаматыватель кабеля	К-ЗТ-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
18. Элеватор ЭЭН	-	-	1,07	0,32	1,07	0,32	1,39
19. Пакер гидравлический	-	-	5,75	1,73	5,75	1,73	7,48
20. Пакер механический	-	-	2,46	0,74	2,46	0,74	3,20
21. Спайдер	-	-	1,84	0,55	1,84	0,55	2,39

Приложение 28

Основные показатели системы планового ремонта грузоподъемного оборудования

Наименование оборудования	Грузоподъемность, т	Сложность од-ного ремонта, ад.		Количество ремонтов в год		Общая трудо-емкость в год, ед.		Трудоёмкость ремонтов в расчете на год, чел.-час		Трудоём-кость ре-визии в расчете на год, чел.-час	
		теку-щий	капи-таль-ный	теку-щий	капи-таль-ный	теку-щий	капи-таль-ный	теку-щий	капи-таль-ный		всего
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кран мостовой двухбалочный с ручным приводом	2	2,0	10,5	1,2	0,36	2,40	3,78	17,7	27,8	59,1	13,6
	5	3,0	17,5	"	"	3,60	6,30	26,5	46,4	94,7	21,8
	10	3,7	21,0	"	"	4,44	7,56	32,8	55,7	115,1	26,6
Кран мостовой одно-балочный с ручным приводом	3	2,2	7,0	"	"	1,44	2,52	10,6	18,6	37,8	8,7
	5	2,0	10,5	"	"	2,40	3,78	17,7	27,8	59,2	13,7
	10	3,0	17,5	"	"	3,60	6,30	26,5	46,5	94,9	21,9
Кран однобалочный с электроталью	1	3,0	17,5	"	"	3,60	6,30	26,5	46,5	94,9	21,9
	2	3,7	21,0	"	"	4,44	7,56	32,7	55,7	114,9	26,5
	3	4,3	24,5	"	"	5,16	8,82	38,1	65,1	134,1	30,9

187.517

	5	5,0	28,0	1,2	0,36	6,00	10,08	44,3	74,3	154,2	35,6
Таль электрическая	1-2	1,2	7,0	"	"	1,44	2,52	10,6	18,5	37,8	8,7
	3-5	2,0	10,5	"	"	2,40	3,78	17,7	27,8	59,2	13,7
Таль ручная	1-2	0,6	3,5	"	"	0,72	1,26	5,3	9,3	19,0	4,4
	3-5	1,2	7,0	"	"	1,44	2,52	10,6	18,6	38,0	8,8

Приложение 29

**Основные показатели системы планового ремонта двигателей
внутреннего сгорания**

- 281 -

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	17,6	26,4	50,4	94,4
54-65	"	I	II	40	77	17,6	32,0	61,6	111,2
88	"	I	IO	35	67	16,0	28,0	53,6	97,6
100	"	I	I3	47	90	20,8	37,6	72,0	130,4
165	"	I	I4	58	134	22,4	46,4	107,2	176,0
300-500	"	I	I8	77	175	28,8	61,6	140,0	230,4
700	"	I	I9	86	190	30,4	68,8	152,0	251,2

Трудоемкость капитального ремонта дизеля
типа В2-300

Наименование работ	Единица измерения	Объем работ	Трудоемкость работ, чел.-час	Наименование справочника, § норм
1	2	3	4	5
А. Слесарно-сборочные работы, подготовка, регулировка, испытание				
Разборка дизеля на узлы	двигатель	1	15,03	РНВ на слесарные работы на буровых предприятиях. -НИС Куйбышевнефть, 1979
Промыть узлы и детали дизеля	—"	1	13,38	§ 33
Разборка, ремонт и сборка топливной системы	комплект	1	17,37	§ 34
Разборка, ремонт и сборка системы смазки	—"	1	3,81	§ 35
Разборка, ремонт и сборка системы охлаждения	—"	1	1,31	§ 36
Промыть детали насоса	насос	1	0,07	§ 36
Разборка, ремонт и сборка привода и передачи	комплект	1	1,51	§ 38
Разборка, ремонт и сборка воздушной пусковой системы	—"	1	1,09	§ 37
Разборка, ремонт и сборка блока цилиндров, головки блока и газораспределителя	—"	1	11,09	§ 39
Разборка, ремонт и сборка коллекторов	—"	2	0,70	§ 40
Разборка, ремонт и сборка шатунопоршневой группы	—"	1	3,67	§ 41
Разборка, ремонт и сборка каленчатого вала	—"	1	0,80	§ 42

Продолжение приложения 30

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	1,62	§ 44
Прочистка, промывка и протирка деталей генератора	-"-	I	0,38	§ 44
Изготовление прокладок	комплект	I	1,23	§ 45
Распаковка новых узлов и деталей дизеля	-"-	I	0,54	§ 46
Сборка узлов дизеля	-"-	I	12,42	§ 47
Разные работы при ремонте дизеля	-"-	I	15,14	§ 48
Итого:	-	-	104,53	
Б. Станочные работы				
Выточить центрирующую обсышку для крепления кожуха	шт.	4	0,64	РНВ на токарные работы на буровых предприятиях. - НИС Куйбышевнефть, 1979 §2
Выточить болт крепления дизеля	-"-	8	1,28	§ 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

Продолжение приложения 30

1	2	3	4	5
Выточить с нарезкой внутренней резьбы горловины радиатора	шт.	1	0,22	§ 2
Выточить из текстолита кольцо сальниковое	—"	1	0,06	§ 2
Выточить из бронзы и отшлифовать конус маховика	—"	1	0,64	§ 2
Реставрировать корпус вентилятора	—"	1	0,72	§ 2
Сточить фланец маховика	—"	1	1,80	§ 2
Расточить маховик	—"	1	0,76	§ 2
Расточить под подшипник муфту эластичного соединения	—"	1	0,80	§ 2
Выточить палец маховика	—"	6	1,44	§ 2
Выточить палец полумуфты полужесткого соединения	—"	6	0,82	§ 2
Выточить масляную пробку	—"	1	0,13	§ 2
Выточить пробку радиатора	—"	1	2,24	§ 2
Выточить клапан для пробки радиатора	—"	1	0,45	§ 2
Выточить струна-конус гайки маховика	—"	6	2,40	§ 2
Выточить и нарезать резьбу стяжки	—"	2	1,44	§ 2
Выточить фланец вентилятора	—"	1	0,45	§ 2
Выточить фланец сальниковый	—"	1	0,70	§ 2
Выточить штамп высечки оверг	к-т	1	1,20	§ 2
Выточить штуцер топливного насоса	шт.	2	0,64	§ 2
Итого:			24,96	
Всего на слесарно-оборочные и станочные работы			129,49	

Окончание приложения 30

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:

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

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									
200 мм	"	4	64,02	78,75	101,62	129,6	35,5	22,8	187,9	РНВ на слесарные работы на буровых предприятиях. - НИС Куйбышев-нефть, 1979, § 130
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	"
Крутилошлифовальные 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 1 км ЛЭП на опорах, чел.-час			Наименование сборника, § норм
				металлических	железобетонных	деревянных	
1	2	3	4	5	6	7	8
I. Строительство							
1. Разбить трассу ЛЭП	км	1	4,87	4,24	4,24	4,24	ЕНВ на электромонтажные и электроремонтные работы в нефтяной промышленности, -1984, § 59
2. Заготовить одноствоечные деревянные опоры (высотой 11 м)	опора	18	0,32	-	-	5,01	§ 60
3. Произвести сборку одноствоечных деревянных опор с металлическими стульями	-"	18	0,48	-	-	7,52	§ 61
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	-	-	1,67	§ 61
6. Изготовить металлические опоры:							
а) одноствоечные	-"	18	5,01	78,46	-	-	§ 167
б) А-образные	-"	2	8,19	14,25	-	-	§ 167

Продолжение приложения 32

1	2	3	4	5	6	7	8
7. Изготовить двухштыре- вые траверсы (размеры за- готовок 75x75x9,76) при обрезке газорезом и про- ките отверстий	опора	18	0,10	-	-	1,57	ЕНВ на электромон- тажные и электроре- монтные работы в неф- тяной промышленности, 1984, § 168
8. Изготовить одноштыре- вые наголовники	наголов- ник	20	0,93	-	-	16,18	§ 189
9. Развести опоры по трассе	опора	20	на 10 шт. 0,82	1,43	-	1,43	ЕНВ на транспортно-та- кажные работы -1969 (изменения 1972 г.), § 15, § 7
	"-	20	0,16	-	2,78	-	
10. Установить на опорах траверсы длиной 1,7 м на неустановленной опоре	"-	20	0,37	-	-	6,44	ЕНВ на электромон- тажные и электроре- монтные работы в неф- тяной промышленности, 1984, § 68
11. Установить наголовни- ки на опорах:							
а) одностоечных	"-	18	0,37	-	-	5,79	§ 68
б) А-образных	"-	2	0,53	-	-	0,92	§ 68
12. Установить крюки или штыри типа КН-12, КН-16, КН-18, КН-20 с изолятора- ми типов: ТФ, ШТЛ, ШС, АИК	"-	60	0,63	3,29	3,29	3,29	§ 67
13. Установить тракторным краном опоры:							
а) металлические, весом до 0,5 т	"-	18	0,72	11,27	-	-	§ 65
1,0 т	"-	2	1,04	1,81	-	-	§ 65

б) железобетонные, весом до I т	опора	20	0,86	-	14,96	-	§ 65
в) деревянные:							
одноствоечные	-"-	18	0,8	-	-	12,53	§ 63
А-образные	-"-	2	3,14	-	-	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, 1984, § 73
I5. Установить разрядники (комплект из трех штук):							
а) на металлической опоре	комплект	I	1,34	1,17	1,17	-	§ 112
б) на деревянной опоре	-"-	I	1,80	-	-	1,57	§ 112
I6. Проложить провод воздушных линий сечением:							
95 мм ²	м	3000	на 100м 2,12х 1,2=	66,29	66,29	-	§ 69
35 мм ²	-"-	3000	на 100м 1,4	-	-	36,54	-"-
I7. Устроить двойное крепление проводов на опорах (3 перемычки)	крепление	5	0,67х 1,2=	3,48	3,48	-	§ 72
		5	0,8 0,67	-	-	2,91	-"-
I8. Устроить перекидки проводов (линия трехпроводная) через автодорожные магистрали, сечение провода 95 мм ²	перекид	I	0,70	0,61	0,61	-	§ 79

Продолжение приложения 32

	2	3	4	5	6	7	8
35 м ² .	пере- кид	1	0,31	-	-	0,27	§ 79
19. Изготовить электроды для заземления	элект- род	5	на 10 шт. 0,46	0,20	0,20	0,20	ЕНБ на электромон- тажные и электроре- монтные работы в неф- тяной промышленности; 1984, § 122
20. Забить в землю электро- ды заземления	"	5	0,43	1,87	1,87	1,87	§ 123
21. Заземление электрообо- рудования, установленно- го на деревянных опорах	опора	1	0,60	0,52	0,52	0,52	§ 77
22. Нанести нумерацию опор по трафарету	"	20	0,19	3,30	3,30	3,30	§ 207
23. Установить на опорах (через одну) плакаты по технике безопасности	плакат	10	0,1	0,87	0,87	0,87	Норма времени объеди- нения Куйбышевнефть
Итого трудоемкость строи- тельства ЛЭП без подгото- вки и сборки опор, траверс, наголовников (п.п. 1, 9-23)				104,13	107,37	91,93	
Итого трудоемкость изгото- вления и сборки опор, траверс, наголовников (п.п. 2-8)				92,71	-	38,28	

II. Демонтаж

1. Демонтаж двойных креплений проводов на изоляторах	крепление	6	0,51	2,66	2,66	2,66	ЕНВ на электромонтажные и электроремонтные работы в нефтяной промышленности, 1984, § 90
2. Снять перемычки проводов (трехпроводная линия)	перемычка	1	0,58	0,50	0,50	-	
3. Снять провод с опор сечением 35 мм ²	м	3000	на 100 м 0,35	-	-	9,13	§ 89
до 100 мм ²	"	3000	на 100 м 0,88	22,97	22,97	-	"
4. Демонтировать линейный трехполосный разьедник с установленными опорами (скрутки)	разьедник	1	0,65	0,57	0,57	0,57	§ 95
5. Демонтировать разрядники (комплект из 3 штук);							
а) на металлических и железобетонных опорах	комплект	1	0,91	0,79	0,79	-	§ 139
б) на деревянных опорах	"	1	1,15	-	-	1,00	§ 139
6. Снять траверсы с установленных опор	траверса	20	на 10 траверс 3,39	-	-	5,90	§ 93
7. Снять изоляторы со стержнями	изолятор	20	на 10 изоляторов 0,54	0,94	0,94	-	§ 93

Продолжение приложения 32

1	2	3	4	5	6	7	8
8. Вывернуть кроки с изоляторами	крок	20	на 10 кроков 0,49	-	-	0,85	§ 93
9. Снять наголовники с установленных опор	наголовник	20	на 10 наголовников 1,34	-	-	2,33	§ 93
10. Свалить опору краном:							
а) металлическую, весом до 0,5 т	опора	18	0,25	3,91	-	-	§ 96
до 1,0 т	"	2	0,32	0,56	-	-	"
б) железобетонную, весом до 1,0 т	"	20	0,49	-	8,53	-	§ 96
11. Извлечь деревянную опору							
одностоечную (высотой 11 м) с одним стулом, краном	"	18	0,21	-	-	3,29	§ 97
А-образную, вручную	"	2	5,27	-	-	9,17	"
12. Собрать опоры по трассе:							
а) металлические или деревянные:							
прицепка	опера-ция	20	0,07	1,22	-	1,22	ЕНВ на транспортно-такелажные работы в нефтяной промышленности-1982, § 15
отцепка	"	20	0,05	0,87	-	0,87	
перетаскивание	м	1000	на 100 м 0,06, на каждые 50м сверх 100м	0,52 0,03	-	0,52	

1В-2512

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

Приложения 33

Строительство и демонтаж линий связи

-273-

Наименование работ	Единица измерения	Объем работ	Норма времени на ед. измерения, чел.-час	Трудоемкость работ на 1 км линии 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 10 шт. 0,63	2,19	ЕНВ на электромонтажные и электроремонтные работы в нефтяной промышленности.- 1984, § 67
6. Установить одностоечные опоры	-"	20	0,55	9,57	§ 63
7. Установить подкосы к опорам	-"	2	0,62	1,08	§ 64
8. Проложить провод на опорах (сечением 6 мм ²)	-"	2000	на 100 м 0,7	12,18	§ 69
Итого трудоемкость при рытье ям под опоры бурмашиной:				35,91	
II. Демонтаж					
I. Снять провода опор	м	2000	на 100 м 0,35	6,09	ЕНВ на электромонтажные и электроремонтные работы в нефтяной промышленности.- 1984, § 89
2. Вывернуть крюки с изоляторами	крюк	40	на 10 шт. 0,49	1,71	§ 93
3. Извлечь опоры	опора	20	0,21	3,65	§ 97
4. Извлечь подкосы	подкос	2	0,37	0,64	§ 97
5. Собрать опоры и подкосы по трассе:					
прицепка	опера- ция	22	0,07	1,34	ЕНВ на транспортно-такелажные работы.-1982, § 15
перетаскивание	м	1000	на 100 м 0,06, на на каждые 50м сверх 100 0,03	0,52	
Итого трудоемкость на демонтаж:				14,91	

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. 11)
			Капитальный		Текущий в условиях действующих производственных помещений (цехов)	Капитальный		Текущий в условиях действующих производственных помещений (цехов)	Капитальный		Текущий в условиях действующих производственных помещений (цехов)	
			с полной перемоткой	без перемотки обмотки		с полной перемоткой	без перемотки обмотки					
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	

I. Объекты и установки общего назначения

Электродвигатели асинхронные с короткозамкнутым ротором ремонтных (электроремонтных) мастерских напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт:

до 1	K-7T-K	16	14,0	16,5	6,4	1,2	0,875	1,031	0,400	0,525	1,556
3			16,0	18,0	6,8	1,3	1,000	1,125	0,425	0,569	1,694
5			17,5	20,0	7,5	1,5	1,094	1,250	0,469	0,659	1,906
10			21,0	24,0	8,5	1,8	1,312	1,500	0,531	0,788	2,228

Продолжение приложения 34

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
20				23,0	27,0	9,5	1,9	1,438	1,688	0,594	0,831	2,519
40				28,5	33,0	11,5	2,1	1,781	2,063	0,719	0,919	2,982
60				32,0	38,0	13,5	2,4	2,000	2,375	0,844	1,050	3,425
Электродвигатели бытовых и технологических котельных асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ												
а) в обычном общепромышленном использовании мощностью, кВт: до I												
		К-4Т-К	5	14,0	16,5	6,4	1,2	2,80	3,30	1,28	0,96	4,26
3				16,0	18,0	6,8	1,3	3,20	3,60	1,36	1,04	4,64
5				17,5	20,0	7,5	1,5	3,50	4,00	1,50	1,20	5,20
10				21,0	24,0	8,5	1,8	4,20	4,80	1,70	1,44	6,24
20				23,0	27,0	9,5	1,9	4,60	5,40	1,90	1,52	6,92
40				28,5	33,0	11,5	2,1	5,70	6,60	2,30	1,68	8,28
60				32,0	38,0	13,5	2,4	6,40	7,60	2,70	1,92	9,52
80				36,5	43,0	15,0	2,6	7,30	8,60	3,00	2,08	10,58
б) взрывозащищенные мощностью, кВт: до I												
		К-4Т-К	5	18,20	21,45	8,32	1,56	3,64	4,29	1,66	1,25	5,54
3				20,80	23,40	8,84	1,69	4,16	4,68	1,77	1,35	6,03
5				22,75	26,00	9,75	1,95	4,55	5,20	1,95	1,56	6,76
10				23,70	31,20	11,05	2,34	5,46	6,24	2,21	1,87	8,11
20				29,90	35,10	12,35	2,47	5,98	7,02	2,47	1,98	9,00
40				37,05	42,90	14,95	2,73	4,10	8,58	2,99	2,18	10,76
60				41,60	49,40	17,55	3,12	8,32	9,88	3,51	2,50	12,38

ЛР-3617

80 47,45 55,90 19,50 3,38 9,49 11,18 3,90 2,70 13,88

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

**Электродвигатели синхронные
напряжением 6 (10) кВ, мощ-
ность, кВт:**

180	K-T-K	6	120,96	176,40	151,20	11,59	20,16	29,40	25,20	21,25	50,65
300			141,12	204,12	171,36	14,36	23,53	34,02	28,56	26,33	60,35
450			166,32	241,92	196,56	19,15	27,72	40,32	32,76	35,11	75,43
600			183,96	267,12	216,72	22,93	30,66	44,52	36,12	42,04	86,56
750			209,16	304,92	241,92	28,48	34,86	50,82	40,32	52,21	103,03
1000			226,80	335,16	267,12	34,27	37,80	55,86	44,52	62,83	118,69
2000			284,76	418,32	330,12	48,89	47,46	69,72	50,02	89,63	159,35

- 277 -

**Электродвигатели асинхронные
с короткозамкнутым ротором
напряжением 6(10) кВ, мощ-
ность, кВт:**

180	K-5T-K	6	100,80	147,00	126,00	9,66	16,80	24,50	21,00	8,05	32,55
300			117,60	170,10	142,80	11,97	19,60	28,35	23,80	9,97	38,32
450			138,60	201,60	163,80	15,96	23,10	33,60	27,30	13,30	46,90
600			153,30	222,60	180,60	19,10	25,55	37,10	30,10	15,92	53,02
750			174,30	254,10	201,60	23,70	29,05	42,35	33,60	19,75	62,10
1000			189,00	279,30	222,60	28,56	31,50	46,56	37,10	23,80	70,35
2000			237,30	348,60	275,10	40,70	39,55	58,10	45,85	33,92	92,02

Продолжение приложения 34

I	4	5	6	7	8	9	10	11	12
---	---	---	---	---	---	---	----	----	----

Электродвигатели асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ в обычном исполнении мощность, кВт:

до I	K-5T-K	6	14,0	16,5	6,4	1,2	2,33	2,75	1,07	1,00	3,75
3			16,0	18,0	6,8	1,3	2,67	3,00	1,13	1,08	4,08
5			17,5	20,0	7,5	1,5	2,92	3,33	1,25	1,25	4,58
10			21,0	24,0	8,5	1,8	3,50	4,00	1,42	1,50	5,50
20			23,0	27,0	9,5	1,9	3,83	4,50	1,58	1,58	6,08
40			28,5	33,0	11,5	2,1	4,75	5,50	1,92	1,75	7,25
60			32,0	38,0	13,5	2,4	5,33	6,33	2,25	2,00	8,33
80			36,5	43,0	15,0	2,6	6,08	7,17	2,50	2,17	2,33
100			40,0	47,0	17,0	2,8	6,67	7,83	2,83	2,33	10,16
180			48,0	70,0	60,0	4,6	8,00	11,67	10,00	3,83	15,50
300			56,0	81,0	68,0	5,7	9,33	13,5	11,33	4,75	18,25

Электродвигатели асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ взрывозащищенного исполнения, мощность, кВт:

до I	K-5T-K	6	18,2	21,4	8,3	1,6	3,03	3,57	1,38	1,33	4,90
3			20,8	23,4	8,8	1,7	3,47	3,90	1,47	1,42	5,32
6			22,7	26,0	9,7	1,9	3,78	4,33	1,62	1,58	5,91
10			27,3	31,2	11,0	2,3	4,55	5,20	1,83	1,92	7,12
20			29,9	35,1	12,3	2,5	4,98	5,85	2,05	2,08	7,93

40	37,0	42,9	14,9	2,7	6,17	7,15	2,48	2,25	9,40
60	41,6	49,4	17,5	3,1	6,93	8,23	2,92	2,58	10,81
80	47,4	55,9	19,5	3,4	7,90	9,32	3,25	2,83	12,15
100	52,0	61,1	22,1	3,6	8,67	10,18	3,68	3,00	13,18
180	62,4	91,0	78,0	6,0	10,40	15,17	13,00	5,00	20,17
300	72,8	105,3	88,4	7,4	12,13	17,55	14,73	6,17	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

- 279 -

Электродвигатели станков-качалок асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт:

до 10	К-Т-К	2	21,0	24,0	8,50	1,80	10,50	12,00	4,25	0,90	12,90
20			23,0	27,0	9,50	1,90	11,50	13,50	4,75	0,95	14,45
40			28,5	33,0	11,50	2,10	14,25	16,50	5,75	1,05	17,55
60			32,0	38,0	13,50	2,40	16,00	19,00	6,75	1,20	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	41,6	49,40	17,55	3,12	8,72	9,88	3,51	5,62	15,50
80			47,45	55,90	19,50	3,38	9,49	11,18	3,90	6,08	17,26
100			52,0	61,10	22,10	3,64	10,40	12,22	4,42	6,55	18,77

Продолжение приложения 34

	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	262,08	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 син- хронные вормозащитен- ные 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 стан-
ций попутного неф-
тяного газа асин-
хронные с коротко-
замкнутым ротором
взрывозащищенные

а) напряжением
0,4 кВ, мощно-
стью, кВт:

до 180	К-ЗТ-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

- 281 -

б) напряжением
6(10) кВ, мощ-
ностью, кВт:

450	К-ЗТ-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 стан-
ций попутного неф-
тяного газа син-
хронные с корот-

Продолжение приложения 34

	I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
взамкнутом ротором взрывозащищенные:												
а) напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт:												
до 180	К-3Т-К	2	74,88	109,20	93,60	7,18	37,44	54,60	46,80	10,77	65,37	
300			87,36	126,36	106,08	8,89	43,68	63,18	53,04	13,34	76,52	
б) напряжением 6(10) кВ, мощностью кВт:												
450	К-3Т-К	2	216,22	314,50	255,53	24,90	108,11	157,25	127,77	37,35	194,60	
600			239,15	347,26	281,74	29,81	119,58	173,63	140,87	44,72	218,35	
750			271,91	396,50	314,50	37,02	135,96	198,25	157,25	55,53	253,78	
1000			294,84	435,71	347,26	44,55	147,42	217,86	173,63	66,83	284,69	
2000			370,19	543,82	429,16	63,55	185,10	271,91	214,58	95,33	367,24	
Электродвигатели газлифтных компрессорных станций напряжением 6(10) кВ, взрывозащищенные												
а) асинхронные, мощностью, кВт:												
до 5000	К-11Т-К	3	354,90	518,70	395,85	79,17	118,30	172,90	131,95	290,29	463,19	
8000			384,93	573,30	417,69	98,28	128,31	191,10	139,23	360,36	551,46	
б) синхронные, мощностью, кВт:												
до 5000	К-11Т-К	3	425,88	622,44	475,02	95,00	141,96	207,48	158,34	348,33	555,81	
8000			461,92	687,96	501,23	117,94	153,97	229,32	167,08	432,45	661,77	

Электродвигатели приточных и вытяжных систем вентиляции асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ:

а) в обычном общепромышленном исполнении, мощность, кВт:

до 1	Б-4Т-К	5	14,00	16,50	6,40	1,20	2,80	3,30	1,28	0,96	4,26
3			16,00	18,00	6,80	1,30	3,20	3,60	1,36	1,04	4,64
5			17,50	20,00	7,50	1,50	3,50	4,00	1,50	1,20	5,20
10			21,00	24,00	8,50	1,80	4,20	4,80	1,70	1,44	6,24

б) взрывозащищенные мощность, кВт:

до 1	Б-4Т-К	5	18,20	21,45	8,32	1,56	3,64	4,29	1,66	1,25	5,54
3			20,80	23,40	8,84	1,69	4,16	4,68	1,77	1,35	6,03
5			22,75	26,00	9,75	1,95	4,55	5,20	1,95	1,56	6,76
10			27,30	31,20	11,05	2,34	5,46	6,24	2,21	1,87	8,11

Электродвигатели задвижек асинхронные с короткозамкнутым ротором взрывозащищенные напряжением 0,4 кВ, мощность, кВт

до 1	Б-5Т-К	6	18,20	21,45	8,32	1,56	3,03	3,57	1,39	1,30	4,87
3			20,80	23,40	8,84	1,69	3,46	3,90	1,47	1,41	5,31
5			22,75	26,00	9,75	1,95	3,79	4,33	1,62	1,62	5,95
10			27,30	31,20	11,05	2,34	4,55	5,20	1,84	1,95	7,15

Продолжение приложения 34

I	2	3	4 -	5	6	7	8	9	10	11	12
---	---	---	-----	---	---	---	---	---	----	----	----

Автоматы для сближения и разбегания насосно-компрессорных труб АНР-ЗНБ, ключ механический универсальный КМУ, электрокабельная катушка (мажкатушка)

Электродвигатель асинхронный с короткозамкнутым ротором взрывозащищенный напряжением 0,4 кВ, мощность кВт:

до 1	К-ЗТ-К	2	18,20	21,45	8,32	1,56	9,10	10,72	4,16	2,34	13,06
3			20,80	23,40	8,84	1,69	10,40	11,70	4,42	2,54	14,24
5			22,75	26,00	9,75	1,95	11,37	13,00	4,87	2,92	15,92
10			27,30	31,20	11,05	2,34	13,65	15,60	5,25	3,51	19,11

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
I	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

Продолжение приложения 35

	1	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	85,120
ТД 10000/35				452,7	42,1	90,540	33,680	124,220
ТДНС 15000/35				537,1	48,9	107,420	39,120	146,540
ТДН 20000/35				666,5	53,5	133,300	42,800	176,100
ТРДН 32000/35				731,8	80,5	146,360	64,400	210,760
Трансформаторы силовые маслонаполненные двухобмоточные напряжением 110/6 кВ типов:								
ТДН 31500/110		К-5Т-К	6	797,2	64,8	132,867	54,000	186,867
ТД 40000/110				863,1	81,0	143,850	67,500	211,350
ТДНГ 60000/110, 63000/110				984,5	84,1	164,083	70,083	234,166
Трансформаторы силовые маслонаполненные трехобмоточные напряжением 110/35/6 кВ типов:								
ТРДН, ТДТН-40000/110		К-5Т-К	6	874,2	79,9	145,700	66,583	212,283
ТДТНГЭ-60000/110, 63000/110				968,4	101,8	161,400	84,833	246,233
ТДЦНГУ-80000/110				1122,5	112,6	187,083	93,833	280,916
Трансформаторы силовые типа ТМЗ напряжением до 10 кВ, мощностью, кВа:								
630		К-4Т-К	5	191,5	15,4	38,300	12,320	50,620
1000				220,0	19,7	44,000	15,760	59,760
1600				230,8	25,5	46,160	20,400	66,560

Продолжение приложения 35

I	2	3	4	5	6	7	8
Трансформаторы однофазные сухие типов:							
ОСО, мощность 0,25 кВа	К-5Т-К	6	6,5	1,2	1,083	1,000	2,083
ОСВ, мощность 0,25-3 кВа			6,5	1,2	1,083	1,000	2,083
ОСО-0,4, мощность 0,2-5 кВа			8,7	1,8	1,450	1,500	2,950
ТБС-2, мощность 1 кВа			11,0	2,3	1,833	1,917	3,750
ТЩ, мощность 0,05-0,25 кВа			11,0	2,3	1,833	1,917	3,750
ТС, мощность 2,5 кВа			18,4	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	13,340
ТС-180			79,6	9,6	15,920	7,680	23,600
ТСЗ-4-10			38,2	4,6	7,640	3,680	11,320
ТСЗ-15-22			42,5	5,1	8,500	4,080	12,580
ТСЗ-35-50			47,7	5,7	9,540	4,560	14,100
ТСЗ-100			73,8	8,8	14,760	7,040	21,800
ТСЗ-701			150,8	18,1	30,160	14,480	44,640
ТСВ-4-10			38,2	4,6	7,640	3,680	11,320
ТСЗВ-360			126,0	15,1	25,200	12,080	37,280
Трансформатор местного освещения типа							
ЯТЩ, мощность 0,25 кВа,	К-5Т-К	6	8,0	1,2	1,333	1,000	2,333
напряжением 36 В							

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			капитальный	текущий	всего
			основные работы	дополнительные работы	текущий			
1	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, ТКО-6, ТКМ-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

19-2517

-280-

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 НОМ-6	К-5Т-К	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
НТМЦ-6			9,4	-	2,9	1,567	2,417	3,984
НТМК-10			8,1	-	1,6	1,350	1,333	2,683
НТМЦ-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 маслянозаполнен- ные	К-5Т-К	6	101,6	-	12,0	16,933	10,000	26,933
Выключатели масляные напряжением: до 110 кВ								
МКЦ-110, МКЦ-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
ММО-110			133,9	28,3	24,3	27,033	20,250	47,283
до 35 кВ								
ВМЦ-16, ВМЦ-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

Продолжение приложения 36

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ММ-35	К-5Т-К	6	31,4	3,0	7,4	5,733	6,167	11,900
ММ-23, ММ-22			15,4	1,5	4,4	2,817	3,667	6,484
ММ-35, ММ-35, ВТ-35, ВТД-35, С-35			26,9	2,5	7,4	4,900	6,167	11,067
ММ-35И, ММ-35 до 10 кВ			24,0	-	6,3	4,000	5,250	9,250
ММ-10	К-2Т-К	3	16,7	-	4,3	5,567	2,867	8,434
ММ-10, ММ-10И, ММ-10К ММ-10, ММ-10			24,2	-	4,9	8,067	3,267	11,334
ВТ-10			16,6	-	4,2	5,533	2,800	8,333
ММ-10			13,6	1,0	4,4	4,867	2,933	7,800
ММ-10			32,2	-	6,2	10,733	4,133	14,866
ММ-10			13,3	1,0	4,4	4,767	2,933	7,700
Разъединители напряжением:								
до 110 кВ								
ММ-110	К-2Т-К	3	32,6	2,7	6,9	11,767	4,600	16,367
ММ-110, ММ-110			26,8	3,4	5,7	10,067	3,800	13,867
ММ-110			28,9	5,0	7,4	11,300	4,933	16,233
до 35 кВ								
ММ-35	К-2Т-К	3	22,0	1,4	5,0	7,800	3,333	11,133
ММ-35, ММ-35			16,9	2,3	4,3	6,067	2,867	8,934
до 10 кВ								
ММ-6, ММ-10	К-2Т-К	3	7,4	1,4	3,5	2,933,	2,333	5,266
ММ			5,4	-	1,4	1,800	0,933	2,733
ММ-6, ММ-10			7,0	1,4	3,3	2,800	2,200	5,000
ММ-11			2,8	-	0,8	0,933	0,533	1,466

-260-

РВ	К-2Т-К	3	4,3	-	1,3	1,433	0,867	2,300
Отделители напряжением: до 110 кВ								
ОД-110М, ОДЗ-110М до 35 кВ	К-2Т-К	3	31,6	3,4	5,8	11,667	3,867	15,534
ОД-35, ОДЗ-35	К-2Т-К	3	20,3	2,3	4,2	7,533	2,800	10,333
Короткозамыкатели нап- ряжением: до 110 кВ								
КЗ-110, КЗ-110М до 35 кВ	К-2Т-К	3	12,1	-	3,7	4,033	2,467	6,500
КЗ-35	К-2Т-К	3	14,2	-	3,9	4,733	2,800	7,333
Заземлители								
ЗОН-110М, ЗОН-110У	К-2Т-К	3	6,6	-	2,6	2,200	1,733	3,933
Разрядник трубчатый типа РТВ								
Разрядники вентильные типа:	К-2Т-К	3	3,0	-	0,5	1,000	0,333	1,333
РВП-6	К-7Т-К	8	6,3	-	0,8	0,788	0,700	1,488
РВС-35			12,7	-	1,5	1,588	1,313	2,901
Предохранители серии:								
ПК, ПКТ	Т	1	-	-	2,0	-	2,000	2,000
ПН, 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-ЗГ-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-ЗГ-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-ЗГ-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

19*-3577

-293-

1000	К-3Т-К	4	21,0	6,0	5,250	4,500	9,750
1500			28,0	8,0	9,333	6,000	15,333
То же, с электродвигательным приводом на номинальный ток, А:							
до 400	К-3Т-К	4	30,0	10,0	7,500	7,500	15,000
800			40,0	14,0	10,000	10,500	20,500
1000			50,0	16,0	12,500	12,000	24,500
1500			60,0	20,0	15,000	15,000	30,000
Выключатели автоматические установочные трехфазные на номинальный ток, А:							
до 200	Т	1	-	2,0	-	2,000	2,000
400	Т	1	-	3,0	-	3,000	3,000
600	К-3Т-К	4	12	4,0	3,000	3,000	6,000
Пускатели магнитные не-реверсивные для электродвигателей мощность, кВт:							
до 17	К-2Т-К	3	-	2,0	-	1,333	1,333
30			8,0	2,4	2,667	1,600	4,267
55			10,0	3,0	3,333	2,000	5,333
75			12,0	4,0	4,000	2,667	6,667
Контакты постоянного тока на номинальный ток, А:							
до 150	К-2Т-К	3	-	3,0	-	2,000	2,000
350			-	4,0	-	2,667	2,667
600			15,0	5,0	5,000	3,333	8,333

Продолжение приложения 37

I	2	3	4	5	6	7	8
Контакторы электромагнитные воздушные на номинальный ток, А:							
до 160	К-2Т-К	3	-	2,5	-	1,667	1,667
400			-	3,5	-	2,333	2,333
630			14,0	4,5	4,667	3,000	7,667
Контакторы переменного тока на номинальный ток А:							
до 150	К-2Т-К	3	-	4,0	-	2,667	2,667
300			-	5,0	-	3,333	3,333
600			18,0	6,0	6,000	4,000	10,000
Пакетные выключатели на номинальный ток, А:							
до 63	Т	0,25	-	1,5	-	6,000	6,000
100			-	2,0	-	8,000	8,000
250			-	3,0	-	12,000	12,000
400			-	4,0	-	16,000	16,000
Командоаппараты кулачковые регулируемые с числом рабочих цепей:							
до 6	К-III-К	4	9,0	3,0	2,250	8,250	10,500
8			14,0	5,0	3,500	13,750	17,250
16			45,0	16,0	11,250	44,000	55,250
24			52,0	18,00	13,000	49,500	62,500
Командоаппараты кулачковые нерегулируемые с числом рабочих цепей:							
до 6	К-III-К	4	6,0	2,0	1,500	5,500	7,000
10			9,0	3,0	2,250	8,250	10,500
13			12,0	4,2	3,000	11,550	14,550

Контроллеры кулачковые постоянного и переменного тока с сопротивлением для электродвигателей мощностью, кВт:

до 25	К-ИПТ-К	4	15,0	5,0	3,750	13,750	17,500
45			17,0	6,0	4,250	16,500	20,750
65			18,0	7,0	4,500	19,250	23,750
80			21,0	8,0	5,250	22,000	27,250
110			25,0	8,0	6,250	22,000	28,250

Контроллеры магнитные крановые переменного тока для управления одним двигателем мощностью, кВт:

6- 36	К-ИПТ-К	4	30,0	10,0	7,500	27,500	35,000
20 - 100			40,0	14,0	10,000	38,500	48,500

Командоконтроллеры с количеством цепей:

6	К-ИПТ-К	4	8,0	3,0	2,000	8,250	10,250
12			11,0	4,0	2,750	11,000	13,750

Универсальные ключи и переключатели с числом секций:

4	Т	0,25	-	0,4	-	1,600	1,600
8			-	0,4	-	1,600	1,600
12			-	0,8	-	3,200	3,200
16				1,0	-	4,000	4,000

Кнопки управления (на 10 шт.) с числом кнопок:

2	Т	1	-	2	-	2,0	2,0
---	---	---	---	---	---	-----	-----

Продолжение приложения 37

	1	2	3	4	5	6	7	8
	3	T	I	-	3	-	3,0	3,0
Реостаты пусковые масля- ные для двигателей мощ- ностью, кВт:								
	500-700	K-IIT-K	2	50,0	18,0	25,000	99,000	124,000
Расчеты возбуждения для генераторов низкого нап- ряжения в зарядных гене- раторов мощностью, кВт:								
	300	K-IIT-K	2	12,0	4,0	6,000	22,000	28,000
	550			15,0	5,0	7,500	27,500	35,000
	840			18,0	6,0	9,000	33,000	42,000
Муфты электромагнитные с передаваемым моментом, Н/м:								
	1000	K-7T-K	2	6,0	2,0	3,000	7,000	10,000
	1600			8,0	3,0	4,000	10,500	14,500
Муфты электромагнитные для дистанционного управ- ления с моментом сцепле- ния, Н/м:								
	1,5 - 62	K-7T-K	2	6,0	2,0	3,000	7,000	10,000
	98-244			7,0	2,1	3,500	7,350	10,850
	890-1570			9,0	2,7	4,500	9,450	13,950
Электромагниты тормозные переменного тока с тяговым усилением, Н:								
	350	K-7T-K	2	12,0	4,0	6,000	14,000	20,000

700	К-7Т-К	2	17,0	6,0	8,500	21,000	29,500
1150			25,0	8,0	12,500	28,000	40,500
1400			30,0	11,0	15,000	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	10,000
6			30,0	10,0	5,000	8,333	13,333
8			40,0	14,0	6,667	11,667	18,334
10			50,0	16,0	8,333	13,333	21,666
12			60,0	20,0	10,000	16,667	26,667
Щитки осветительные распределительные с числом автоматических выключателей, шт.:							
4	К-5Т-К	6	14,0	5,0	2,333	4,167	6,500
8			18,0	6,0	3,000	5,000	8,000
16			25,0	8,0	4,167	6,667	10,834
20			30,0	11,0	5,000	9,167	14,167
30			35,0	13,0	5,833	10,833	16,666
Приводы с магнитным усилителем трехфазные на номинальную мощность до 1,5 кВт							
	К-11Т-К	3	30,0	12,0	10,000	44,000	54,000
Электроосветительная арматура (10 светильников) в нормальных помещениях							
- с одной лампой накаливания Т							
		2	-	2,5	-	1,25	1,25

Продолжение приложения 37

I	2	3	4	5	6	7	8
- с люминесцентными лам- пами с числом ламп до двух	T	2	-	3,0	-	1,5	1,5
- то же с числом ламп четыре и более			-	4,0	-	2,0	2,0
- во взрывобезопасном исполнении	K-T-K	I	10,0	3,0	10,0	3,0	13,0
Электроосветительная арматура (10 светильников) наружной установки							
- с одной лампой накали- вания	T	I	-	2,5	-	2,5	2,5
- с люминесцентными лам- пами 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

**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. <u>Распределительные устройства типа КСО-2УМ</u>							
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. <u>Передвижные чехословацкие подстанции 35/6 кВ на 4 отходящие линии</u>							
на подстанцию	К-5Т-К	6	458,6	35,3	76,43	29,42	105,85
3. <u>Подстанция комплектная типа ПМЦ</u>							
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 ШМБ							
Промысловые трансформаторные подстанции	К-5Т-К	6	163,8	12,6	27,30	10,50	37,80
5. Столбовые (мачтовые) трансформаторные подстанции							
На подстанции	К-5Т-К	6	43,7	3,4	7,28	2,83	10,11
6. Станция управления скважинами, оборудованными электроподгружными насосами							
На станцию	К-Т-К	2	63,0	25,0	31,50	12,50	44,00
7. Станция управления глубиннонасосными скважинами							
На станцию	К-3Т-К	2	24,9	10,0	12,45	15,00	27,45

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

Наименование оборудования	Струк- тура ремон- тного цикла	Продол- житель- ность ремон- тного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расче- те на год, чел.-час		
			капиталь- ный	текущий	капи- таль- ный	текущий	всего
I	2	3	4	5	6	7	8
Кабельные линии напряжением до 10 кВ, проложенные к 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

Продолжение приложения 39

1	2	3	4	5	6	7	8
Кабельные линии напряжением до 10 кВ, проложенные в непроходных каналах и трубах на 1000 м, сечением, мм ²							
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, мм ²							
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, мм ²							
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 проводов 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

Внутренние одиночные сети, проложенные в трубах, в помещениях с повышенной влажностью на 100 м провода с затягиванием 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

Продолжение приложения 39

	1	2	3	4	5	6	7	8
25-35		К-5Т-К	6	14	4,2	2,333	3,500	5,833
50-70				20	6	3,333	5,000	8,333
95-120				25	7,5	4,167	6,250	10,417
то же, с затягиванием трех проводов сечением, мм ² :								
1,5-6		К-5Т-К	6	12	3,6	2,000	3,000	5,000
10-16				14	4,2	2,333	3,500	5,833
25-35				17	5,1	2,833	4,250	7,083
50-70				26	8	4,333	6,667	11,000
95-120				33	10	5,500	8,333	13,833
то же, с затягиванием четырех проводов сечением, мм ² :								
1,5-6		К-5Т-К	6	16	5	2,667	4,167	6,834
10-16				18	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	12,833
95-120				41	12	6,833	10,000	16,833
Внутрикаковые силовые сети, проложенные изолированными проводами по кирпичным и бетонным основаниям, на 100 м провода сечением, мм ² :								
1,5-6		К-5Т-К	12	18	6	1,500	2,500	4,000
10-16				24	8	2,000	3,333	5,333
25-35				30	10	2,500	4,167	6,667
50-70				36	12	3,000	5,000	8,000
свыше 70				45	15	3,750	6,250	10,000

Осветительные сети из кабеля, про-
вода, шпур по кирпичным и бетонным
основаниям на 100 м провода, сече-
нием, мм²:

2x1,5-4	K-5T-K	12	20	6	1,667	2,500	4,167
3x2,5-4			25	8	2,083	3,333	5,416

То же, при скрытой проводке сечением, мм²:

2x1,5-4			30	9	2,500	3,750	6,260
3x2,5-4			36	10	3,000	4,167	7,167

Открытые одиночные и многопроводы на
10 м для тока, А:

600	K-T-K	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 од-
нолинейного провода сечением, мм²

до 35	K-9T-K	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	K-4T-K	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 ад.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

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

Продолжение приложения 40

I	2	3	4	5	6	7	8
400-500	К-9Т-К	10	60	9	6,00	8,10	14,10
Аккумуляторные батареи кислотные: типа СЖКС с поверхностными положительными и отрицательными коробчатыми пластинами в стеклянных сосудах напряжением 12-24 В, емкость, Ач:							
до 72	К-9Т-К	10	120	20	12,00	18,00	30,00
144			130	24	13,00	21,60	34,60
288			140	30	14,00	27,00	31,00
432			150	30	15,0	27,00	42,00
То же, напряжением 48 В, емкость, Ач:							
до 72	К-9Т-К	10	140	30	14,00	27,00	41,00
144			160	40	16,00	36,00	52,00
288			170	40	17,00	36,00	53,00
432			172	40	17,50	36,00	53,50
То же, напряжением 60 В, емкость, Ач:							
до 72	К-9Т-К	10	160	40	16,00	36,00	52,00
144			175	40	17,50	36,00	53,50
288			180	40	18,00	36,00	54,00
432			200	40	20,00	36,00	56,00
То же, напряжением 110 В, емкость, Ач:							
до 72	К-9Т-К	10	220	40	22,00	36,00	58,00
144			250	50	25,00	45,00	70,00
288			270	55	27,00	49,50	76,50

2150-400

432			290	60	29,00	54,00	83,00	
То же, напряжением 220 В, емкости,								
Аз:	до 72	К-9Т-К	10	360	70	36,00	63,0	99,00
	144			400	80	40,00	72,00	112,00
	288			460	90	46,00	81,00	127,00
	432			500	100	50,00	90,00	140,00

Аккумуляторные батареи кислотные
типа СН с намазными положитель-
ными и отрицательными пластинками
в закрытых сосудах
напряжением 12-24 В, емкости,

309

Аз:								
	до 72	К-2Т-К	3	120	20	40,00	13,33	53,33
	144			130	24	43,33	16,00	59,33
	288			140	30	46,67	20,00	66,67
	432			150	30	50,00	20,00	70,00
То же, напряжением 48 В, емкости,								
Аз:	до 72	К-2Т-К	3	140	30	46,67	20,00	66,67
	144			160	40	53,33	26,67	80,00
	288			170	40	56,67	26,67	83,34
	432			175	40	58,33	26,67	85,00
То же, напряжением 60 В, емкости, Аз:								
	до 72	К-2Т-К	3	160	40	53,33	26,67	80,00
	144			175	40	58,33	26,67	85,00
	288			180	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, Аг:							
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, Аг:							
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

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
<u>Конденсаторные установки</u>							
Установки конденсаторные для повышения коэффициента мощности напряжением до 10,5 кВ, мощность, кВар:							
до 80	K-7T-K	8	30	10	3,750	8,750	12,500
100			40	14	5,000	12,250	17,250
250			60	20	7,500	17,500	25,000
330			70	24	8,750	21,000	29,750
400			80	28	10,000	24,500	34,500
500			100	35	12,500	30,625	43,125
750			120	40	15,000	35,000	50,000
1000			140	50	17,500	43,750	61,250
Установки конденсаторные нерегулируемые для повышения коэффициента мощности напряжением 380 В на номинальную мощность, кВар:							
100	K-7T-K	8	50	15	6,250	13,125	19,375
150			70	20	8,750	17,500	26,250

Продолжение приложения 4Г

I	2	3	4	5	6	7	8
300			90	25	11,250	21,875	33,125
То же, регулируемые на номиналь- ную мощность, кВАР							
75	К-7Т-К	8	60	18	7,500	15,750	23,250
100			80	24	10,000	21,000	31,000
300			120	30	15,000	26,250	41,250
<u>Электронная compensation</u>							
до 15 кВт	К-5Т-К	2	6	20	12,300	8,200	20,500
30 кВт	К-5Т-К	2	9	30	18,450	12,300	30,750
45 кВт	К-5Т-К	2	12	40	24,600	16,400	41,000
60 кВт	К-5Т-К	2	15	50	30,750	20,500	51,250
75 кВт	К-5Т-К	2	18	60	36,900	24,600	61,500
90 кВт	К-5Т-К	2	20	70	41,000	28,700	69,700
100 кВт	К-5Т-К	2	27	90	55,350	36,900	92,250
110 кВт и более	К-5Т-К	2	33	110	67,650	45,100	112,750

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
1	2	3	4	5	6	7	8

Работающие в стационарных условиях

Сварочные трансформаторы на номинальный сварочный ток, А:

160	К-2Т-К	3	30	10	10,000	6,667	16,667
250			35	10	11,667	6,667	18,334
315			40	12	13,333	8,000	21,333
500			60	18	20,000	12,000	32,000
1000			90	27	30,000	18,000	48,000

Однопостовые сварочные преобразователи на номинальный ток, А:

120	К-2Т-К	3	70	24	23,333	16,000	39,333
300			80	28	26,667	18,667	45,334
500			120	40	40,000	26,667	66,667
1000			180	60	60,000	40,000	100,000

1	2	3	4	5	6	7	8
Многопостовые сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток, А:							
500	К-2Т-К	3	160	55	53,333	36,667	90,000
1000			220	75	73,333	50,000	123,333
Однопостовые сварочные выпрямители на номинальный сварочный ток, А:							
125	К-2Т-К	3	70	24	23,333	16,000	39,333
315			100	35	33,333	23,333	56,666
500			180	60	60,000	40,000	100,000
630			220	80	73,333	53,333	126,666
1000			250	90	83,333	60,000	143,333
Многопостовые сварочные выпрямители на номинальный сварочный ток, А:							
1000	К-2Т-К	3	300	100	100,000	66,667	166,667
1600			400	140	133,333	93,333	226,666
3000			550	190	183,333	126,667	310,000
Реостаты балластные на 30 А							
Осцилляторы			20	6	6,667	4,000	10,667
			23	8	7,667	5,333	13,000
<u>Передвижные</u>							
Сварочные трансформаторы на номинальный сварочный ток, А:							
160	К-3Т-К	1	30	10	30,000	30,000	60,000
250			35	10	35,000	30,000	65,000
315			40	12	40,000	36,000	76,000

500			60	18	60,000	54,000	114,000
1000			90	27	90,000	81,000	171,000
Однопостовые сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток, А:							
120	К-3Т-К	I	70	24	70,000	72,000	142,000
300			80	28	80,000	84,000	164,000
500			120	40	120,000	120,000	240,000
1000			180	60	180,000	180,000	360,000
Многопостовые сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток, А:							
500	К-3Т-К	I	160	55	160,000	165,000	325,000
1000			220	75	220,000	225,000	445,000
Сварочные генераторы постоянного тока для передвижных сварочных агрегатов на номинальный ток, А:							
120	К-3Т-К	I	50	17	50,000	51,000	101,000
300			60	24	60,000	72,000	132,000
500			80	28	80,000	84,000	164,000
1000			130	45	130,000	135,000	265,000
Однопостовые сварочные выпрямители на номинальный сварочный ток, А:							
125	К-3Т-К	I	70	24	70,000	72,000	142,000
315			100	35	100,000	105,000	205,000
500			180	60	180,000	180,000	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
1000			250	90	250,000	270,000	520,000
Многопостовые сварочные выпря-							
мители на номинальный свароч-							
ный ток, А:							
1000	К-3Т-К	I	300	100	300,000	300,000	600,000
1600			400	140	400,000	420,000	820,000
3000			550	190	550,000	570,000	1120,000
Реостаты балластные на 30 А	К-3Т-К	I	20	6	20,000	18,000	38,000
Осцилляторы	К-3Т-К	I	23	8	23,000	24,000	47,000
Машины контактной электро-							
сварки обсадных и буровых							
труб мощность, кВА:							
100	К-3Т-К	I	140	50	140,000	150,000	290,000
150			200	60	200,000	180,000	380,000
190			250	75	250,000	225,000	475,000
300			300	100	300,000	300,000	600,000

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

Наименование оборудования, грузоподъемность, т	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, голн	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. Работы на переменном токе в зашпленных помещениях

а) краны мостовые электрические, крановые

5	К-2Т-К	3	80,6	174,7	44,28	47,75	92,03
10			105,8	229,3	58,13	62,67	120,80
15			115,9	251,2	63,67	68,66	132,33
20-30			161,3	349,4	88,62	95,50	184,12

б) краны электрические консольно-поворотные

0,5			20,2	43,7	11,09	11,95	23,04
1,5			22,7	49,1	12,47	13,42	25,89
2			37,8	81,9	20,77	22,39	43,16
3			50,4	109,2	27,69	29,85	57,54
5			58,0	125,6	31,86	34,33	66,19

в) тали электрические

0,25-0,5			10,1	21,8	4,94	5,31	10,25
1			15,1	32,8	8,30	8,96	17,26
2			17,6	38,2	9,67	10,44	20,11
3-5			20,2	43,7	11,09	11,95	23,04

Продолжение приложения 43

1	2	3	4	5	6	7	8
г) Электрокран-балки							
1	К-2Т-К	3	45,4	98,3	24,94	26,87	51,81
2			47,9	103,7	26,31	28,35	54,66
3			50,4	109,2	27,69	29,85	57,54
5			52,9	114,7	29,06	31,35	60,41
2. Работы на переменном токе на открытых площадях							
а) краны мостовые электрические, крюковые							
5	К-5Т-К	3	80,6	174,7	110,37	47,75	158,12
10			105,8	229,3	144,88	62,67	207,55
15			115,9	251,2	158,71	68,66	227,37
20-30			161,3	349,4	220,88	95,51	316,39
б) краны электрические консольно-поворотные							
0,5	К-5Т-К	3	20,2	43,7	27,66	11,95	39,61
1,5			22,7	49,1	31,09	13,42	44,51
2,0			37,8	81,9	51,77	22,38	74,15
3,0			50,4	109,2	69,02	29,85	98,87
5,0			58,0	125,6	79,43	34,33	113,76
в) тали электрические							
0,25-0,5			10,1	21,8	13,83	5,96	19,79
1			15,1	32,8	20,68	8,96	29,64
2			17,6	38,2	24,10	10,44	34,54
3-5			20,2	43,7	27,66	11,95	39,61

г) электротрансформаторы

1	К-5Т-К	3	45,4	98,3	62,17	26,87	89,04
2			47,9	103,7	65,60	28,35	93,95
3			50,4	109,2	69,02	29,85	98,87
5			52,9	114,7	72,44	31,35	103,79

3. Работы на постоянном токе в закрытых помещениях

5	К-2Т-К	3	115,9	251,2	63,67	68,66	132,33
10			136,1	294,8	74,78	80,58	155,36
15			146,2	316,7	80,32	86,57	166,89
20			196,6	425,9	107,50	116,42	223,92
30			186,5	404,0	102,47	110,43	212,90

4. Работы на постоянном токе на открытых площадках

5	К-5Т-К	3	115,9	251,2	158,71	68,66	227,37
10			136,1	294,8	186,38	80,58	266,97
15			146,2	316,7	200,20	86,57	286,77
20			196,6	425,9	269,22	116,42	385,64
30			186,5	404,0	255,40	110,43	365,83

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

Наименование оборудо- вания	Струк- тура ремонт- ного цикла	Продол- жительность ремонт- ного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость в расчете на год, чел.-час		
			текущий	капи- тальный	текущий	капи- тальный	всего
1	2	3	4	5	6	7	8
Станция катодной защиты (без линии электропере- дачи)	К-23Т-К	1	2,3	29,5	52,8	29,5	82,4
Станция дренажной защиты (без кабеля)	К-23Т-К	1	0,76	9,8	17,5	9,8	27,3
Протекторные установки (на 10 штук)	К-5Т-К	5	0,23	2,9	0,23	0,6	0,83

Нормы времени на ремонт основных узлов
электропогружных установок

Выполняемая работа	Нормы времени на выполнение одной работы, чел.-час	
	1	2
I. <u>Электроцентробежные насосы отечественного производства</u>		
1. Разборка нижней секции		1,50
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 § 28: 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

1	2
ЭЦН6-250-1400	32,53
ЭЦН6-250-1600	35,73
ЭЦН6-350-850	21,35
ЭЦН6-350-1100	25,37
ЭЦН6-500-750	23,13
ЭЦН6-700-1100	33,18
ЭЦН6-1000-900	30,72
ЭЦН6-1400-800	34,22
ЭЦН6А-500-1100	30,92
ЭЦН6А-700-800	24,52
II. Центробежные насосы фирмы "Байрон-Джексон"	
A. Ремонт насосов	
1. Разборка секций	7,50
2. Сборка секций	12,32
3. Смена текстолитовых шайб (10 шайб)	2,13
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	
1. 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	1,63
Всего на ремонт насоса: "РЭДА"-350	16,79
"РЭДА"-700	14,53
IV. Газосепаратор ЭЦН фирмы "РЭДА"	
1. Разборка газосепаратора: "РЭДА"-700	0,47
"РЭДА"-350	1,03

1	2
2. Сборка газосепаратора "РЭДА"-700	1,04
3. Мойка деталей газосепаратора "РЭДА"-350	1,75
Всего на ремонт газосепаратора: ЭЦН	1,29
фирмы "РЭДА" - 700	2,80
фирмы "РЭДА" - 350	4,07
У. Ремонт погружных электродвигателей типа ПЭД	
1. Разборка электродвигателя ПЭД-20-103	1,44
ПЭД-28-103	1,46
ПЭД-32-103	1,46
ПЭД-40-103	1,51
ПЭД-45-103	1,51
ПЭД-45-117	1,53
ПЭД-63-117	1,58
ПЭД-65-117	1,58
ПЭДС-90-117	2,45
2. Разборка ротора	
ПЭД-20-103	1,18
ПЭД-28-103	1,20
ПЭД-32-103	1,20
ПЭД-40-103	1,25
ПЭД-45-103	1,25
ПЭД-45-117	1,43
ПЭД-63-117	1,52
ПЭД-65-117	1,55
ПЭДС-90-117	2,66
3. Разборка статора электродвигателя	
ПЭД-20-103	4,32
ПЭД-28-103	4,38
ПЭД-32-103	4,38
ПЭД-40-103	4,50
ПЭД-45-103	4,32
ПЭД-45-117	4,73
ПЭД-63-117	4,97

1	2
ПЭД-65-117	5,03
ПЭДС-90-117	8,90
4. Сборка ротора электродвигателя	
ПЭД-20-103	1,51
ПЭД-28-103	1,28
ПЭД-32-103	1,28
ПЭД-40-103	1,77
ПЭД-45-103	1,77
ПЭД-45-117	1,49
ПЭД-63-117	1,86
ПЭД-65-117	1,95
ПЭДС-90-117	2,38
5. Сборка статора электродвигателя	
ПЭД-20-103	12,62
ПЭД-28-103	12,92
ПЭД-32-103	13,59
ПЭД-40-103	13,95
ПЭД-45-103	15,41
ПЭД-45-117	17,61
ПЭД-63-117	17,20
ПЭД-65-117	23,64
ПЭДС-90-117	35,13
6. Сборка электродвигателя	
ПЭД-20-103	2,38
ПЭД-28-103	2,02
ПЭД-32-103	2,04
ПЭД-40-103	1,82
ПЭД-45-103	2,30
ПЭД-45-117	2,68
ПЭД-63-117	2,62
ПЭД-65-117	2,64
ПЭДС-90-117	4,32
7. Испытание и обкатка электродвигателя	
ПЭД-20-103	1,94
ПЭД-28-103	2,01
ПЭД-32-103	2,37

1	2
ПЭД-40-103	2,19
ПЭД-45-103	2,05
ПЭД-45-117	2,13
ПЭД-63-117	2,33
ПЭД-65-117	2,34
ПЭДС-90-117	2,40
8. Разные работы при ремонте электродвигателей	
типа ПЭД (ш.1-20,27-32) § 70	
ПЭД-20-103	17,00
ПЭД-28-103	17,00
ПЭД-32-103	17,00
ПЭД-40-103	17,05
ПЭД-45-103	17,05
ПЭД-45-117	16,78
ПЭД-63-117	17,31
ПЭД-65-117	17,31
ПЭДС-90-117	16,98
Всего на капитальный ремонт электродвигателей	
типа ПЭД (ш.1-8)	
ПЭД-20-103	42,39
ПЭД-28-103	42,27
ПЭД-32-103	43,32
ПЭД-40-103	44,04
ПЭД-45-103	45,66
ПЭД-45-117	48,38
ПЭД-63-117	49,39
ПЭД-65-117	56,04
ПЭДС-90-117	75,22
Всего на текущий ремонт электродвигателей	
типа ПЭД	
ПЭД-20-103	18,23
ПЭД-28-103	18,23
ПЭД-32-103	18,23
ПЭД-40-103	18,28
ПЭД-45-103	18,28
ПЭД-45-117	18,61

I	2
ПЭД-63-117	18,61
ПЭД-65-117	18,61
ПЭДС-90-117	18,27
Ревизия электродвигателей типа ПЭД	
ПЭД-103	1,39
ПЭД-117	1,10
ПЭДС-90-117	2,24
У1. Ремонт погружных электродвигателей ПЭДП-500-375 В5; ПЭДП-700-375 В5	
1. Разборка электродвигателя	
ПЭДП 500-375 В5	9,99
ПЭДП 700-375 В5	13,95
2. Разборка холодильника	
ПЭДП 500-375 В5	0,51
ПЭДП 700-375 В5	0,70
3. Демонтаж обмотки статора	
ПЭДП 500-375 В5	3,51
ПЭДП 700-375 В5	3,38
4. Чистка и смена деталей, ремонтные работы	
ПЭДП 500-375 В5	34,83
ПЭДП 700-375 В5	46,10
5. Монтаж обмотки статора ПЭДП 500-375 В5	29,28
ПЭДП 700-375 В5	29,11
6. Сборка электродвигателя	
ПЭДП 500-375 В5	6,84
ПЭДП 700-375 В5	8,32
7. Обпрессовка электродвигателя	
ПЭДП 500-375 В5	1,26
ПЭДП 700-375 В5	1,36
8. Сращивание выводных концов обмоток и жил.кабеля	
ПЭДП 500-375 В5	4,01
ПЭДП 700-375 В5	4,01
Всего на капитальный ремонт	
ПЭДП 500-375 В5	90,23

Продолжение приложения 45

1	2
ПЭДШ 700-375 В5	106,93
Всего на текущий ремонт (ш. I, 4, 6)	
ПЭДШ 500-375 В5	51,66
ПЭДШ 700-375 В5	68,37
Ревизия ПЭДШ	12,60
УП. Ремонт погружных электродвигателей фирмы "Байрон-Джексон"	
1. 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 (ш. I-9)	143,11
Всего на текущий ремонт (ш. I.2.4, 5, 6, 7)	32,19
Ревизия двигателя	2,18
УШ. Ремонт электродвигателей фирмы "РЭДА"	
1. Разборка: тип А	4,76
тип Б	4,90
2. Подготовка деталей к сборке:	
тип А	2,11
тип Б	2,12
3. Сборка ротора:	
тип А	2,15
тип Б	2,35
4. Сборка электродвигателя:	
тип А	2,76
тип Б	2,88

Продолжение приложения 45

1	2
5. Испытание электродвигателя:	
тип А	0,89
тип Б	0,80
6. Мойка деталей ПЭД	4,32
Всего на капитальный ремонт: тип А	16,99
тип Б	17,37
Всего на текущий ремонт: тип А	6,84
тип Б	6,90
Ремонт протектора фирмы "Байрон-Джексон"	
1. Разборка протектора	1,85
2. Сборка протектора	2,53
3. Мойка деталей протектора	1,57
Итого на ремонт протектора	5,95
Ремонт протектора фирмы "РЭДА"	
1. Разборка	4,68
2. Подготовка деталей к сборке	2,00
3. Сборка	3,36
4. Опрессовка	4,36
5. Мойка деталей протектора	1,57
Всего на ремонт протектора	15,97
Ремонт гидрозамкты типа Г	
А. Ремонт протектора	
1. Разборка	1,10
2. Ремонтные работы	0,43
3. Сборка	3,19
Итого:	4,72
Б. Ремонт компенсатора	
1. Разборка	0,86
2. Ремонтные работы	0,18
3. Сборка	1,44
Итого:	2,54
В. Испытание	0,86
Г. Правка вала	0,77

1	2
Всего на ремонт гидрозащиты типа Г	8,98
Ревизия гидрозащиты типа Г	1,87
Ремонт трансформаторов типа ТМН	
I. Разборка и дефектовка	
1. Транспортировать трансформатор со стеллажа в мастерские на испытательную площадку	0,65
2. Определить параметры трансформатора, выявить несправности 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, колпачки 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	1,33
Итого на разборку и дефектовку	8,45
II. Ремонт внешней части трансформатора без замены обмотки	
1. Разобрать подвижную часть переключателя	0,66
2. Транспортировать внешнюю 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	2,10
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	1,58
Итого на ремонт	8,27
III. Сборка трансформатора	
1. 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. Отрекалибровать 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
IV. Испытание трансформатора после ремонта	
1. Измерить сопротивление изоляции, омическое сопротивление обмоток	1,15
2. Подключить трансформатор к силовым разъемам, снять характеристики холостого хода, определить коэффициент трансформации	1,50
3. Испытать повышенным напряжением обмотки трансформатора и определить сопротивление изоляции	0,50
4. Испытать диэлектрическую прочность трансформаторного масла	0,75
5. Заполнить протокол испытаний и журнал, отсоединить кабели и провода от трансформатора	0,52

Продолжение приложения 45

1	2
6. Транспортировать трансформатор на стеллаж готовой продукции	0,65
Итого на испытание	5,07
У. Очистка масла на маслоочистительных машинах ПСМ-3000	
1. 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	1,10
4. Замена фильтровальной бумаги на фильтр-прессе	4,50
5. Очистка барабана маслоочистительной машины	18,00
Итого на очистку масла	32,20
УІ. Дополнительные виды работ	
1. 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
1	2
I. Монтаж	
а) установок отечественного производства:	
с гидрозащитой ГД	146/292
с гидрозащитой К	143/286

Продолжение приложения 46

1	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	Кол-во	Норма времени
	времени, чел-час	работ в год на I скв.	на годовой объем работ на I скв., чел-час
1	2	3	4
I. Запуски по заявкам			
I. Осмотр технического состояния технологического оборудования:	0,37		
трубопроводов			
манометров			
показаний приборов			

Продолжение приложения 47

I	2	3	4
2. Осмотр технического состояния электрооборудования выше границ раздела: ВЛ-6 кВ силового трансформатора рубильника	0,35		
3. Осмотр внешнего состояния наземного оборудования: станции управления (СУ) трансформатора ТМЦ	1,4		
4. В случае неудовлетворительной работы установки, узлов, приборов, выяснить неисправности, устранить	0,33		
Итого:	2,45	4	9,80
II. Проверка после запуска			
1. Установить кольца, 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	1,13		
6. Окончательная проверка и настройка защиты СУ по рабочему току	1,67		
Итого:	4,88	3	14,64
III. Текущий ремонт			
1. Проверка исправности корпуса (шкафа), исправности блокировочных и запорных устройств	0,12		
2. Проверка исправности сети заземления	0,12		
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		

Продолжение приложения 47

I	2	3	4
5. Проверка наличия шума при включенном реле	0,42		
6. Проверка исправности электрической проводки	0,13		
7. Проверка выполнения аппаратурой СУ заложённых функций	0,37		
8. Крепление плакатов, возобновление надписей по ТБ	0,45		
9. Наведение чистоты и порядка вокруг СУ	1,49		
Итого:	4,28	2,0	8,56
IV. <u>Запуск после ПРС</u>			
1. Установка колликов под кабель, укладка кабеля	0,65		
2. Проверка состояния фонтанной арматуры	0,15		
3. Проверка сопротивления изоляции, разделка кабеля, проверка звезды	0,12		
4. Проверка работоспособности СУ и ТМП, подбор напряжения под тип установки	0,12		
5. Разделка кабеля, подключение кабеля к СУ, запуск установки	0,78		
6. Определение вращения установки (ожидание слива, ожидание подачи)	2,16		
7. Окончательная настройка защиты по рабочему току и запись данных о работе установки	0,48		
Итого:	4,46	1,0	4,46
У. <u>Замена наземного оборудования</u>			
I. Замена станции управления			
1. 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		

Продолжение приложения 47

I	2	3	4
5. Отвернуть 3 жилы кабеля, идущего от трансформатора (повышенное напряжение), отвернуть 3 жилы кабеля, идущего на ПЭД, 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	1,59
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	0,10		
4. Отвернуть зажим питающего кабеля	0,10		
5. Отвернуть 3 жилы кабеля со стороны повышенного напряжения	0,10		
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	0,18		
10. Установить переключатели в необходимые положения	0,12		
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	0,10		
3. Снять полиэтиленовый общий шланг	0,16		

I	2	3	4
4. Очистить жилы кабеля от полиэтиленовой изоляции на расстоянии 70-100 мм	0,18		
5. Зачистить оголенные жилы наждачной бумагой и произвести их скрутку	0,22		
6. Заделать оголенные жилы под басты или зажимы (для обвязки наземного оборудования требуется разделить шесть концов кабеля)	0,18		
Итого:	1,17	0,3	0,35I
Всего на замену наземного оборудования:	8,77	0,3	2,63I
VI. Вывозка и обвязка оборудования на скважинах			
1. Погрузить СУ и ТМЦ 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	1,36		
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 ТМЦ между собой	1,22		
6. Подключить питающий кабель	0,32		
7. Подключить УКИ	0,98		
8. Затягивание клеммных и болтовых соединений цепи управления	0,18		
9. Подтяжка болтовых соединений силовой цепи	0,82		
Итого:	5,96	0,33	1,97
VII. 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, ТМЦ для данного типа УЭЦН			
замер напряжения, подаваемого на ПЭД			
проверка изоляции системы "кабель-ПЭД"			
3. Осмотр силовых трансформаторов ТМЦ:	0,18		
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	0,17		
5. Испытание станции управления:	4,83		
снятие характеристик токовых реле	0,62		
снятие характеристик реле времени	1,0		
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	0,17		

Продолжение приложения 47

I	2	3	4
замер сопротивления постоянным током "кабель-ПЭД"	0,18		
6. Испытание трансформаторов:	1,27		
отбор пробы масла на диэлектрическую прочность и доливка масла	0,12		
измерение сопротивления изоляции обмоток ВН-НН	0,13		
замер омического сопротивления обмоток (постоянному току)	0,32		
измерение коэффициента трансформации;	0,13		
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:			49,501

Приложение 48

Нормы времени на подготовку технологической жидкости (соленой воды)

Выполняемая работа	Единица измерения	Норма времени на единицу измерения, чел.-час
1. 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	0,13
2. Замер удельного веса технологической жидкости ареометром	I замер	0,13
3. Перекачка готовой технологической жидкости: включение насоса, открытие задвижки для перекачки готовой технологической жидкости, наблюдение за перекачкой жидкости из нижних емкостей в булиты	I м ³	0,07
4. Заправка автоцистерн. Открытие задвижки у булита с готовой технологической жидкостью, наблюдение за заполнением автоцистерн	I м ³	0,07
5. Очистка отстойника лопатой	I очистка	0,93

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 кодовой 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; ПЗ-55М; ЗИ510-001-0; КР-РЗ	К-2Т-С-К	3,1	4,6	9,8	6,2	4,6	9,8	20,6
Регулятор давления РД, ВВ	К-Т-К	1,4	-	1,6	1,4	-	1,6	3,00
Редуктор давления с фильтром РДЗ-3	К-Т-К	0,61	-	1,68	0,61	-	1,68	2,29
Тягомер дифференциальный жидкостный ТДЖ-1(2); ТМ-3; ТМ	К-Т-К	0,35	-	1,51	0,35	-	1,51	1,86
Редуктор давления воздуха РДВ, ВНР	К-Т-К	0,4	-	1,27	0,4	-	1,27	1,67
Манометры								
Манометр с электрической передачей МЭД-2309	К-Т-К	1,32	-	4,02	1,32	-	4,02	5,34
Манометр самоочищающийся ИСТМ-410, МГ-410, 610	К-Т-К	2,16	-	3,02	2,16	-	3,02	5,18
Манометр самоочищающийся с трубчатой пружиной МТС-710, МТС-712	К-Т-К	0,73	-	2,08	0,73	-	2,08	2,81

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Манометр типа ЗКМ-4	К-ЗТ-К	0,6	-	1,29	1,8	-	1,29	3,09
ВЭ-16 рб	К-ЗТ-К	0,69	-	1,89	2,07	-	1,89	3,96
Манометры общего назначения ОБМ, МОИ-160	К-Т-К	0,26	-	0,52	0,26	-	0,52	0,78
Манометр пружинный с пневматическим выходным сигналом МС-П-2; МС-П1; МС-П2, МС-П18	К-Т-К	2,77	-	4,35	2,77	-	4,35	7,12
Манометр воздушный МТ-60, МТ-1(2,3)	К-Т-К	0,22	-	0,46	0,22	-	0,46	0,68
Манометр специального назначения для точных измерений МТИ/1212	К-Т-К	0,35	-	0,88	0,35	-	0,88	1,23
Пенболы для измерения количества, расхода и уровня								
Датчик предельного уровня ДПУ-1М	К-6Т-С-К (24 мес.)	0,7	3,8	5,4	2,45	1,9	2,7	7,05
Дифманометр ДМ-420, ДМ-620	К-Т-К	2,97	-	8,92	2,97	-	8,92	11,89
Дифманометр пневматический компенсационный ДМК-100, ДМК-100А, ДМ-112(ВНР)	К-Т-К	2,04	-	5,87	2,04	-	5,87	7,91
Дифманометр сифонный самопищущий ДСС-712М	К-Т-К	4,22	-	12,79	4,22	-	12,79	17,01
Дифманометр сифонный самопищущий ДСС-710Н	К-Т-К	3,51	-	10,63	3,51	-	10,63	14,14
Дифманометр сифонный показывающий с интегратором ДСИ-780М	К-Т-К	3,44	-	8,9	3,44	-	8,9	12,34

Дифманометр мембранный ДМ-4564, ДМ-3566	К-Т-К	2,19	-	6,64	2,19	-	6,64	8,83
Диафрагмы дисковые и ка- мерные ДД, ДКН до 100 мм от 100 до 200 мм	К-Т-К	0,41	-	1,23	0,41	-	1,23	1,64
		0,41	-	1,64	0,41	-	1,64	2,05
Регулятор уровня поплав- ковый РУПФ	К-6Т-С-К	1,44	2,75	3,92	4,32	1,37	1,96	7,65
РУПШ, БНП-10 ФЛИТ	(24 мес.)	1,52	3,1	4,43	4,56	1,5	2,2	8,26
Дифманометр самопищущий ДСС-734	К-Т-К	5,03	-	15,28	5,03	-	15,28	20,31
Ротаметр типа РС, МОМ	К-Т-К	0,12	-	0,82	0,12	-	0,82	0,94
Суммирующий прибор КРЗ- -1111	К-2Т-С-К	3,79	7,75	9,18	3,79	3,9	4,59	12,28
	(24 мес)							
Дифманометр сельфонный по- казывающий с сигнальным устройством ДСП-778	К-Т-К	5,17	-	15,5	5,17	-	15,5	20,67
Регулятор электронный уровня раздела фаз РУФ № 2	К-6Т-С-К	1,07	2,87	4,1	3,21	1,44	2,05	6,7
	(24 мес.)							
Счетчик нефти системы "НОРД": турбинный преобразова- тель:	К-2Т-С-К	3,14	3,3	4,7	6,28	3,3	4,7	14,28
ДУ-250	К-2Т-С-К	3,77	3,95	5,64	7,54	3,95	5,64	17,13
ДУ-300	К-2Т-С-К	4,13	4,35	6,21	8,26	4,35	6,21	18,82
ДУ-400	К-2Т-С-К	4,55	4,78	6,82	9,1	4,78	6,82	20,7
магнитно-индукционный датчик	К-К	-	-	3,69	-	-	3,69	3,69
блок пересчета	К-2Т-С-К	1,34	10,91	15,97	2,68	10,91	15,97	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	20,71
термометр сопротивления	К-К	-	-	1,23	-	-	1,23	1,23
анализатор влажности нефти ВН-2М	-	-	-	-	-	-	-	-
датчик измерительный ДВ-И	К-3Т-К	0,7	-	3,85	2,1	-	3,85	5,95
емкость эталонная	К-Т-К	0,93	-	3,55	0,93	-	3,55	4,48
измеритель емкости автомат АИЕ-1	К-2Т-С-К (24 мес.)	1,43	11,53	16,47	1,42	5,77	8,23	15,42
Счетчик нефти системы "Турбоквант": турбинный преобразователь								
ДУ-100	К-2Т-С-К	1,88	4,71	6,71	3,76	4,71	6,71	15,18
ДУ-200	-"	2,07	5,17	7,38	4,14	5,17	7,38	16,69
ДУ-250	-"	2,27	5,69	8,12	4,54	5,69	8,12	18,35
ДУ-300	-"	2,5	6,26	8,27	5,0	6,26	8,27	19,53
ДУ-400	-"	2,75	6,88	9,82	5,5	6,88	9,82	22,2
вторичный прибор Кор-Мас I, "Солартрон"	-"	14,54	46,56	46,54	29,08	46,56	73,14	148,78
Кор-Мас II	-"	4,87	15,5	24,35	9,74	15,5	24,35	49,59
влажномер "Аквинол", Камко	-"	1,3	8,07	15,35	2,6	8,07	15,35	26,02
плотномер "Денситон", "Солартрон"	-"	1,08	6,72	12,8	2,16	6,72	12,8	21,68
солемер "ИОН-П"-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	12,05	7,68	4,23	6,02	17,93
селектор ВНР	К-2Т-С-К (24 мес.)	2,84	15,09	21,6	2,84	7,54	10,8	21,18
Центральный вызовой индикатор ВНР	-"	2,84	15,09	21,6	2,84	7,54	10,8	21,18

Пульт управления "Кор-Вол" ВНР К-2Т-С-К	2,84	20,99	29,8	2,84	10,49	14,9	28,23
Уровеньмер УДУ-5М К-2Т-С-К	2,2	7,83	11,18	4,4	7,83	11,18	23,41

Контрольно-сигнальная аппаратура,
сигнализаторы

Аппаратура контрольно-сигналь-
ная АВКС-1М

- пьезоакселератор ППА-16- -17106	К-3Т-К	0,066	-	0,41	0,20	-	0,41	0,61
- вторичный прибор УВ-16-70	К-2Т-С-К	1,24	3,13	4,48	2,48	3,13	4,48	10,09
- блок питания ЭТ-1100°C	К-2Т-С-К (24 мес.)	1,25	5,56	7,94	1,25	2,78	3,97	8,00
- блок питания ЭТ-11500°C	-"-	1,37	6,03	8,61	1,37	3,01	4,31	8,69
Датчик пожарной сигнализации ДПС-038	К-2Т-С-К	0,15	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	15,1	21,57	5,68	15,1	21,57	42,35
Сигнализатор взрывобезопасной концентрации СВК, "Сигнальщик"								
блок датчика	-"-	0,88	3,04	4,3	1,76	3,04	4,3	9,1
вторичный прибор	К-2Т-С-К	1,3	4,47	6,39	2,6	4,47	6,39	13,46
Сигнализатор падения давления СИДН, СИДН	К-2Т-С-К	1,02	1,15	1,6	2,04	1,15	1,6	4,79
Сигнализатор уровня электрон- ный ИЭСу-1В	-"-	0,57	0,86	1,23	1,14	0,86	1,23	3,23
Сигнализатор уровня жидкости СУМ-1, СУМ-1с, СУМ-2, ДУЖ	-"-	1,15	7,4	10,6	2,3	7,4	10,6	20,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Сигнализатор уровня утечки с поплавком СУ-4	К-2Т-С-К	0,63	1,26	1,8	1,25	1,26	1,8	4,31
Сигнализатор уровня электрический ЗРСУ-2,3	К-2Т-С-К	0,98	2,01	2,87	1,96	2,01	2,87	6,84
<u>Исполнительные механизмы</u>								
Исполнительный механизм промежуточный ПНО-0	К-Т-К	3,46	-	8,61	3,46	-	8,61	12,07
Клапан регулирующий малогабаритный МРК ПР-1	К-Т-К	0,98	-	2,46	0,98	-	2,46	3,44
Клапан регулирующий с условным диаметром:								
до 50 мм (МРК, КР, МРК4)	К-Т-К	1,07	-	2,46	1,07	-	2,46	3,53
от 50 до 125 мм (25СЧ, 8НН)	-"-	1,19	-	3,28	1,19	-	3,28	4,47
от 125 до 200 мм (25С50НН)	-"-	1,61	-	4,1	1,61	-	4,1	5,71
свыше 200 мм (25С32НН, 25С3НН)	-"-	1,67	-	4,92	1,67	-	4,92	6,59
Клапан с условным диаметром УКС, МПС, МКС, УКН								
до 125 мм (ЛКС, КСП-4)	К-Т-К	2,24	-	2,87	2,24	-	2,87	5,11
свыше 125 мм	К-Т-К	2,73	-	3,28	2,73	-	3,28	6,01
Исполнительный механизм гидравлический ГИМ-2ДН, ГИМ-12	К-Т-К	2,54	-	7,28	2,54	-	7,28	9,82
<u>Пневматические приборы</u>								
Прибор вторичный регистрирующий ПВ10-13	К-Т-К	3,95	-	8,2	3,95	-	8,2	12,15
Регулятор РИС-21, -22, 0201-0, ПРЗ-31, -35	К-Т-К	1,7	-	7,08	1,7	-	7,08	8,78

Регулятор ПР1,5; ПР-1,6	К-Т-К	1,07	-	2,87	1,07	-	2,87	3,94
<u>Приборы для контроля и регулирования температур</u>								
Аппаратура контроля температуры на термисторах КТТ-1	К-2Т-С-К	0,97	9,1	13,04	1,94	9,1	13,04	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 АИИ								
датчик температуры ТНЕ-3	К-К	-	-	1,64	-	-	1,64	1,64
блок сигнализации I92рДАК	К-2Т-С-К	0,4	0,53	2,81	0,8	0,53	2,81	4,14
блок питания I92рКСК	К-2Т-С-К	0,36	0,75	2,98	0,72	0,75	2,98	4,45
Преобразователи (нормирующие) ПТ-П-62, ПП-СП-1И	К-2Т-С-К	5,66	8,36	11,89	11,32	8,36	11,89	31,57
Потенциометр электронный регулируемый ЭПР-109, ЭМР-109	К-2Т-С-К	6,73	11,97	17,14	13,46	11,97	17,14	42,57
Регулятор температуры РТ-25	К-2Т-С-К	0,68	1,67	2,09	1,36	1,47	2,09	4,92
Термометр сопротивления ТСМ6095, 5071, ТСМ	К-К(24 мес)	-	-	1,23	-	-	0,62	0,62
Термопара группы ТКФ-3, ХК, ХА	-"-	-	-	0,41	-	-	0,21	0,21
Термометр сопротивления ТСП-309, ТСП-175, ТСП-185	К-2Т-С-К	1,92	4,65	6,64	3,84	4,65	6,64	15,13
Термометр ТТС-711, 712, ТП-СК, ТП-180, ТТ-2С, I44ШКЦ, 2183-00	К-2Т-С-К	2,59	5,44	7,78	5,18	5,44	7,78	18,4

I	2	3	4	5	6	6	7	8	9
Термометр манометрический электроконтактный показывающий с парожидкостным наполнением ЭКТ-1В	К-2Т-С-К	1,68	3,62	5,17	3,36	3,62	5,17	12,15	
Потенциометр самопишущий с электрическим регулятором КСИ-2-005, КСИ-016	К-2Т-С-К	5,4	11,48	16,4	10,8	11,48	16,4	38,68	
<u>Самостоятельные системы автоматики и отдельные ее элементы</u>									
Вентиль игольчатый ВИ	К-Т-К	0,19	-	0,41	0,19	-	0,41	0,60	
Мост самопишущий с дополни- тельными устройствами КСМ2-024	К-2Т-С-К	4,48	9,43	13,45	8,96	9,43	13,45	31,84	
КСМ2-03, КСМ2-070	К-2Т-С-К	5,81	12,14	17,29	11,62	12,14	17,29	41,05	
Проботборник автоматический АП-3М, АМ-100									
клапанное устройство КУ-1	К-20Т-С-К	0,6	0,75	1,07	6,00	0,38	0,54	1,52	
редуктор давления жидкости	(24 мес.)	0,41	0,63	0,9	4,1	0,31	0,45	4,86	
генератор импульсов	- " -	1,23	3,27	4,7	12,3	1,64	2,35	16,29	
емкость для пробы	- " -	0,29	-	0,57	2,9	-	0,29	3,19	
шкаф	К-К (24 мес.)	-	-	0,16	-	-	0,08	0,08	
Прибор командный электронне- матический КЭП	К-2Т-С-К	1,48	4,67	6,64	2,96	4,67	6,64	14,27	
Прибор с дифференциально-тран- сформаторной измерительной схемой КСДЗ	К-2Т-С-К	6,64	10,9	15,58	13,28	10,9	15,58	39,76	

Щиты, шкафы, панели автоматики (всех типов)	К-4Т-2С-К (24 мес.)	3,85	3,03	4,35	7,70	3,03	2,18	12,91
Электроуправляемая пилющая машинка ЭУМ-23	К-2Т-С-К (24 мес.)	2,95	15,5	17,2	2,95	7,75	8,6	19,3
"Целлатрон"	-"-	3,54	18,6	20,7	3,54	9,3	10,35	23,19
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	1,5	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-13	К-К	-	-	1,2	-	-	1,2	1,2
Потенциометр электронный ЭП-09М2, КСМ-2, КСУ-1	К-2Т-С-К	5,5	11,64	16,68	11,00	11,64	16,68	39,32
Реле времени ВС-10-34; ВС-10-64	К-Т-К	0,16	-	1,64	0,16	-	1,64	1,80
Реле времени РДШ-61; РПВ-2М	К-2Т-С-К	1,34	1,51	2,16	2,68	1,51	2,16	6,35
Реле типа МКУ-48, ПЭ-6, КД, ПЭ-21, РПУ-1,2, РН-94, ПЭ-5, ВНР КР IIII	К-Т-К	0,47	-	0,82	0,47	-	0,82	1,29
Регулятор электронный РПИК, РПИБ	К-2Т-С-К	1,72	3,44	4,92	3,44	3,44	4,92	11,8
Усилитель транзисторный УТ	К-Т-К	1,07	-	10,82	1,07	-	10,82	11,89

X Длительность ремонтного цикла - I год.

Основные показатели системы
автоматизации и

Наименование оборудования, приборов	Тип, марка,	Количество ремонтов (обслужи- ваний) за один год			
		ТО	Т	С	К
I	2	3	4	5	6
1. Стойка автоматики	ЦНС	12	6	0,56	0,28
2. Датчик утечки сальников		12	6	-	0,14
3. Поточный влагомер	УВН-2МС				
3.1. Емкостной датчик		24	0,4	-	0,666
3.2. Блок питания		12	2	0,666	0,333
3.3. Блок измерения		24	4	1	0,333
4. Поточный влагомер	Фотон				
4.1. Измерительный преобразо- ватель		24	4	0,666	0,333
4.2. Блок управления		24	4	0,666	0,333
4.3. Блок регистрации		12	24	0,8	0,4
4.4. Узел подготовки пробы (двигатель, клапан)		260	4	0,666	0,333
4.5. Нормирующий преобразова- тель	НП-1-1М	24	4	1,0	0,333
5. КТС ЛИС					
5.1. Учетное устройство	2, 2М	260	12	0,4	0,2
5.2. Устройство ввода буквенно- цифровой информации на пе- чать ЭУМ-23		260	12	0,4	0,2
5.3. Перфоратор ленточный	ПЛ-80	48	12	0,4	0,2
6. Инерционный магнитный вык- лючатель	ИМВ-1М	12	2	-	0,666
7. Переключатель скважин	ПСМ-4	24	4	1	0,333
8. Устройство регулирования расхода		12	2	0,666	0,333
9. Блок местной автоматики		24	4	1	0,333
10. Устройство телемеханики	ТМ-600М	260	12	2	0,333
11. Аппаратура контролируемых пунктов системы телемеха- ники ТМ-600М		24	4	0,4	0,2
12. Устройство телемеханики	ТМ-300	260	12	2	0,333
13. Блок управления индикации	БУИ	12	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	10	11	12	13	14	15
0,98	5,75	44,24	110,78	11,76	34,50	24,77	31,02	102,05
0,33	1,38	-	9,82	3,96	8,28	-	1,37	13,61
0,33	1,58	-	3,71	7,92	0,63	-	2,47	11,02
0,60	1,05	2,53	5,96	7,20	2,10	1,68	1,98	12,96
0,615	1,17	4,49	8,72	14,76	4,68	4,49	2,90	26,83
1,28	2,34	8,99	17,38	30,72	9,36	5,99	5,79	51,86
0,98	2,98	9,43	54,97	23,52	11,92	6,28	18,31	60,03
0,53	4,54	9,10	13,78	6,36	108,96	7,28	5,51	128,11
1,64	2,87	8,2	14,76	426,40	11,48	5,46	4,92	448,26
0,64	1,17	4,49	8,72	15,36	4,68	4,49	2,90	27,43
2,46	6,56	14,76	82,0	639,60	78,72	5,90	16,40	740,62
0,41	1,64	4,10	9,84	106,60	19,68	1,64	1,97	129,89
0,41	1,64	4,92	9,84	19,68	19,68	1,97	1,97	43,30
0,37	1,11	-	5,33	4,44	2,22	-	3,55	10,21
0,754	4,24	5,26	6,08	18,10	16,96	5,26	2,02	42,34
0,33	1,56	2,79	3,48	3,96	3,12	1,86	1,16	10,10
0,66	1,80	4,26	10,25	15,84	7,20	4,26	3,42	30,72
6,56	13,12	39,36	410	1705,6	157,44	78,72	136,53	2078,29
1,64	3,28	13,12	19,68	39,36	13,12	5,25	3,94	61,67
6,56	26,24	65,60	738,00	1705,60	314,88	131,20	245,75	2397,43
0,98	2,98	9,43	54,97	11,76	11,92	6,28	18,31	48,27

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
	1	2
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	0,176
4. Остеклование труб		
Подноска труб в цех, отжиг в печи, укладка обожженных 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	0,210

Продолжение приложения 51

1	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 наворачиванием муфты		
Итого:	1 м	0,177

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.: 1977)

Наименование работ	Единица измерения	Объем работ	Норма времени на единицу измерения, чел.-час	Трудоемкость разделки 100 т металлолома, чел.-час
Разделка металлолома огневой резкой	т	100	1,0	100,0

Приложение 53

Погрузка и разгрузка оборудования, материалов
 ("НВ на транспортно-технологические работы в нефтяной промышленности" - М.: ЦНИСнефть, 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	"	0,15	0,22	-	I30,5	I9I	-
3	"	0,10	0,10	-	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
Автомашинной	До I	I000	5	I0	25	I	I60
	Свыше I	I000	5	I0	25	2	320
Трейлером	Свыше 5	I000	20	I0	I5	2	I33
Трактором на лафетах	Свыше 5	I000	20	I0	6	2	333

СОДЕРЖАНИЕ

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 эксплуа- тации скважин, характерные для отдельных неф- тяных 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").....	10
Таблица 5. Обслуживание индивидуальной установки для сбора и замера жидкости, обслуживание насоса откачки жидкости из мерника установки	10
Таблица 6. Обслуживание дозаторных установок (емкостью 200 л).....	11
Таблица 7. Обслуживание центральных трапных установок	11
Таблица 8. Обслуживание нефтяного колодца	11
Таблица 9. Обслуживание контрольных, пьезометрических и бездействующих скважин	12
Таблица 10. Обслуживание отдаленных и неуправляемых фон- таных скважин	12
Таблица 11. Переходы (переезды) операторов по добыче нефти и газа	13
Таблица 12. Обслуживание диспетчерского пункта (ДП)	13
Таблица 13. Обслуживание телемеханизированных объектов дежурными операторами по добыче нефти, прик- репленными к диспетчерскому пункту (ДП)	13
II. Сбор, подготовка и перекачка нефти	
Таблица 14. Обслуживание резервуаров, насосов, емкостей, запорной арматуры, внутренних трубопроводов и др. оборудования центральных, головных, промежуточных парков	14
Таблица 15. Отбор проб нефти из резервуаров	15
Таблица 16. Обслуживание оборудования насосных станций по перекачке нефти, подтоварных и канализа- ционных вод, водоснабжения, дожимных насос- ных станций	15

Таблица 17.	Обслуживание оборудования установок для подготовки нефти	16
Таблица 18.	Обслуживание оборудования ловушечного хозяйства..	17
Таблица 19.	Обслуживание оборудования установки по очистке нефтяных сточных вод для использования в системе заводнения	18
Таблица 20.	Очистка технологических резервуаров и отстойников	18
III. Поддержание пластового давления		
Таблица 21.	Обслуживание оборудования насосной станции по закачке рабочего агента (воды) в пласт и насосной водоснабжения	18
Таблица 22.	Обслуживание блочной кустовой насосной станции (БКНС) по закачке воды в пласт	19
Таблица 23.	Обслуживание установки по поддержанию пластового давления типа УЭЦП	19
Таблица 24.	Обслуживание диспетчерского пункта (ДП) и телемеханизированных насосных станций	19
Таблица 25.	Обслуживание оборудования водоочистной станции и лаборатории по контролю качества воды	20
Таблица 26.	Обслуживание нагнетательных скважин	20
Таблица 27.	Обслуживание скважин водозабора	21
Таблица 28.	Обслуживание водораспределительных, газо-, воздухо-распределительных будок (ВРБ, ГРБ)	21
IV. 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
V. Обслуживание оборудования и объектов по сбору и утилизации газа		
Таблица 31.	Обслуживание оборудования и объектов по сбору попутного газа	31
Таблица 32.	Обслуживание оборудования пункта сбора и сепарации газа и вымораживающей установки	31
Таблица 33.	Обслуживание оборудования компрессорной станции	32
Таблица 34.	Обслуживание регенерационных установок	33

УІ. 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	41
Таблица 39.	Ремонт технологического оборудования установок для подготовки нефти	45
Таблица 40.	Ремонт технологических резервуаров	49
Таблица 41.	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	61
Таблица 50.	Ремонт металлорежущих станков	62
УП. Обслуживание и ремонт электрооборудования		
Таблица 51.	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	81
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 электродвигателей 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	I13
Таблица 79.	Монтаж и наладка средств автоматизации и телемеханизации	I47
Таблица 80.	Централизованный ремонт средств автоматизации и КИП, подготовка производства	I48
XII. Пароводоснабжение		
Таблица 81.	Обслуживание оборудования котельной	I48
Таблица 82.	Подготовка воды в котельной	I48
Таблица 83.	Обслуживание хлораторных установок	I49
Таблица 84.	Обслуживание насосных станций водоснабжения, канализации, водоочистных станций, водогазовоздухораспределительных будок	I49
XIII. Производство лабораторных работ		
Таблица 85.	Обслуживание лабораторий резервуарных парков.....	I49
Таблица 86.	Производство лабораторных работ	I50
XIV. Прочие работы		
Таблица 87.	Остеклование, покрытие бакелитовыми лаками и эпоксидными смолами насосно-компрессорных труб	I63
Таблица 88.	Изготовление металлоконструкций	I64
Таблица 89.	Сбор и сдача металлолома	I64
Таблица 90.	Погрузочно-разгрузочные работы	I64
Таблица 91.	Сопровождение грузов	I65
Таблица 92.	Уборка производственных помещений	I65
Таблица 93.	Уборка служебных и бытовых помещений	I66
Таблица 94.	Ремонт производственных помещений	I66
Таблица 95.	Ремонт спецодежды и спецобуви	I67
Таблица 96.	Складские работы	I67
Раздел II.	МЕТОДИКА РАСЧЕТА НОРМАТИВОВ ЧИСЛЕННОСТИ	I68
Раздел III.	УКАЗАНИЯ О ПОРЯДКЕ РАСЧЕТА НОРМАТИВНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ	I87
ПРИЛОЖЕНИЯ		
Приложение I.	Нормы времени на обслуживание наземного оборудования скважин	I90

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 (емкостью 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 (перезезды) 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 сопро- тивления	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 электро- погружных установок	321
Приложение 46.	Нормы времени на монтаж и демонтаж ЭПУ на сква- жине и транспортировку	331
Приложение 47.	Нормы времени на обслуживание наземного электро- оборудования скважин, оборудованных электро- погружными 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 телемеханиза- ции	348
Приложение 51.	Нормы времени на остеклование, покрытие баке- литовыми лаками и эпоксидными смолами насос- но-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