

**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

Кархалев Н.И. Кархалев

"10" август 1987 г.

НОРМАТИВЫ ЧИСЛЕННОСТИ РАБОЧИХ
НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ УПРАВЛЕНИЙ
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Москва ВНИИОЭНГ 1987

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.Решев

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 630экз. Цена 4р.19к. Заказ 307ВНИИОЭНГ № 1290.

И13162, Москва, ВНИИОЭНГ, Хавская, 11.

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

ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Нормативы численности рабочих, приведенные в сборнике, разра-ботаны по видам работ независимо от организационной структуры неф-тегазодобывающих управлений и охватывают:

- обслуживание наземного оборудования скважин и оборудования объ-ектов, "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 коэффици-ент перехода от явочной численности к списочной, расчеты которого приведены в соответствующем разделе сборника.

Трудоемкость работ, учтенная в нормативах численности, опреде-лена при условии выполнения действующих норм времени на 100%. При пе-ревыполнении норм времени нормативная численность корректируется в сторону уменьшения на величину процента перевыполнения норм. При об-служивании нефтепромысловых объектов, выделяющих свободный сероводо-род, к нормативам численности, предусматривающим обслуживание одним человеком в смену, применяется коэффициент 1,6.

Нормативная численность рассчитывается на виды работ, выполняе-мые силами НГДУ. Если отдельные виды работ выполняются другими орга-низациями (ЦБНО, УПНИКРС, Управлениями "Энергонефть" и др.), числен-ность на эти работы не определяется.

Нормативы численности предназначены для определения численности и расстановки рабочих по рабочим местам. При расстановке рабочих ре-комендуется, 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 ! ! нормати- ! ! ва !
	! телемеханиз- ! ! рованной !	! нетелемеханиз- ! ! рованной !	
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 !
	! 2 !	

A. Специфические работы

Для скважин с интенсивным отложением парафина

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

0,046

I

Продолжение табл. 2

I	1	2	3
2. Участие оператора в закачке конденсата, хим-реактента 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 ШН	0,125		4
5. Участие оператора в промывке скважины горячей нефтью Для скважины 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 ШПН, 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 приводятся в приложениях 3, 4.

Глубина на спуска скреба, 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 смену	
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	0,0096	0,0057	0,0069	0,0096	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
I. 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	1	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: I. 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	I
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	I
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	I
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 откачке нефти, для спуска-подъема скребка не устанавливается.

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

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 ! телемеханизированных! нетелемеханизированных!				! Номер ! мати- ! ва
	! 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	: Нормативы численно-	: Номер
	: измерения:	сти на одну смену	: норматива
Обслуживание диспетчерского пункта	I пункт	I	I

Т а б л и ц а 13
 Обслуживание телемеханизированных объектов
 дежурными операторами по добыче нефти, при-
 крепленными 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 30 и более	2 2	- 1	4 5
6-8	До 1	Независимо от емкости	1	-	6
	1 и более	До 6	1	-	7
		от 6 до 30 30 и более	2 3	- 1	8 9
9-15	До 10	Независимо от емкости	2	-	10
	10-20	До 25	2	-	11
	20 и более	25 и более	2	1	12
		25 и более	2	-	13
	16 и более	До 10	До 50	3	1
50 и более			2	-	15
10-20		До 25	2	-	16
		от 25 до 50 50 и более	2 3	1 1	17 18
20 и более		до 25 25 и более	2 3	1 1	19 20 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 норматива
Отбор проб нефти с резервуаров (один отбор включает отбор с трех уровней)	0,059	I

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

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 численности на одну смену	Номер норматива
Нетелемеханизированные с количеством работающих насосов		
до 9	1	1
10 и более	2	2
Телемеханизированные	1	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.

Т а б л и ц а 17

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 комплексной подготовки нефти - обезвоживание, обессоливание и стабилизация нефти	Теплообменники, дегидраторы, отстойники, стабилизационные колонны, холодильники, сепараторы, емкости и др. I блок 2 блока 3 блока Печи технологические Насосы, компрессоры	3 5 7 I I	I 2 3 4 5
ЭЛОУ, работающая на токе промышленной частоты - обезвоживание и обессоливание нефти	Электродегидраторы, отстойники, подогреватели насосов и др. I блок 2 блока	2 4	6 7
Установка подготовки нефти (производство ГДР) производительностью 3,5 млн т в год, Установка подготовки нефти производительностью 6-8,0 млн т в год со ступенями сепарации	I ступень сепарации: расширитель, сепаратор газовый, отстойник, блок реагентного хозяйства, емкость воды, емкость горячей воды, емкость пенообразователя II ступень сепарации: нагреватели, сепаратор промежуточный, электродегидратор, буферная емкость, печи нагрева насосы, компрессоры очистные сооружения, РВС, насосы, емкости периодической откачки нефти	I I I	8 9 10
УЛО-2М, ТХУ, УОН, УПН, прочие установки для подготовки нефти термохимическим способом по закрытой системе под давлением - обезвоживание нефти	Теплообменники, дегидраторы, подогреватели, отстойники и др. при фактической производительности установки в год: до I млн т до I млн т (сервис- - 16 - тая нефть)	I 2	11 12 13

Продолжение табл. 17

	1	2	3	4
		I млн. т и более	2	I4
		Трубчатые или радиантные печи установок УДО-2М, ТХУ, УОН, УПНЦ (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	Норматив численности на одну смену на объект	Номер норматива
Ловушки двухсекционные, четырехсекционные, восьмисекционные системы "Гипровостокнефть" с прудами-накопителями	I	I
Пруды-накопители	I (в дневную смену)	2

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, буллиты, илонакопители 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	1
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 водосмазки

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: 1. 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 флочной кустовой насосной станции (БНС) 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 водоочист- 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: I. 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 (перезезды) рассчиты-
вается 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 рас- 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.

IV. 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
1	2	3

A. Замер дебита скважин

I. Замер дебита при помощи мерника на индивидуальной установке	0,008	I
II. Замер дебита скважин на групповой установке		
1. 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
III. Через гребенку, трапы I и II ступеней сепарации, прибор ДП-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

Б. Отбор проб жидкости и газа со скважины

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 И5.

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

	1	2	3	4	5	6	7	8
Б. Установка АПЭЛ, АИСТ, АЭС		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, АЗИПМАШ-11		0,069	0,115	0,167	0,219	0,270	0,322	8
Б. Установка АПЭЛ, АИСТ, АЭС		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, АЗИПМАШ-11		0,140	0,166	0,218	0,269	0,321	0,373	10
Б. Установка АПЭЛ, АИСТ, АЭС		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 манометром		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, АЗИПМАШ-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, АЭС								
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	0,446	18
II. Снятие кривой восстановления уровня (КВУ)	0,252	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	0,174	20
13. Исследование на периодическую эксплуатацию	0,037	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	0,139	22
15. Замер дебита жидкости с помощью штуцеров	0,004	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	0,013	24
17. Исследование работ глубинных насосов при помощи динамографа	0,034	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	0,321	26
19. Шаблонирование скважин, отбивка забоя	0,051	0,077	0,129	0,180	0,232	0,283	0,283	27
<u>Д. Фонтанная эксплуатация скважин</u>								
1. Замер забоя или уровня жидкости скважин	0,043	0,056	0,081	0,106	0,131	0,156	0,156	28
2. Замер водораздела в скважине желонкой	0,043	0,056	0,081	0,106	0,131	0,156	0,156	29
3. Замер пластового давления и температуры в скважине	0,056	0,067	0,089	0,111	0,133	0,155	0,155	30
4. Замер забойного давления и температуры в скважине	0,075	0,086	0,108	0,130	0,152	0,174	0,174	31
5. Замер поинтервальных давлений в обводненных скважинах	0,243	0,254	0,276	0,298	0,320	0,342	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	0,392	33
	а	б	в	г	д	е		

Продолжение табл. 30

	1	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 пробостоборником	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	
<u>III. Эксплуатация скважин, оборудованных ЭИИ</u>								
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	51
4. Отбивка динамического уровня волномером	0,05I	0,05I	0,05I	0,05I	0,05I	0,05I	52
5. Замер динамического и статического уровня орифайсом	0,014	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	0,43I	0,459	0,488	54
7. Снятие кривых восстановления уровня (КВУ)	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	55
8. Термометрирование с помощью приборов							
а) регистрационных	0,13I	0,142	0,166	0,190	0,213	0,237	56
б) дистанционных	0,4II	0,425	0,454	0,483	0,512	0,54I	57
9. Замер пластового давления	0,056	0,067	0,089	0,11I	0,133	0,155	58
10. Замер забойного давления	0,075	0,086	0,108	0,130	0,152	0,174	59
11. Замер избыточного давления в затрубном пространстве скважины при статическом и динамическом режимах контрольным манометром	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	6I
б) на среднепродуктивных скважинах (0,2-0,5 т/сут.ат)	0,128	0,139	0,16I	0,183	0,205	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	63
13. Снятие профилей отдачи пласта с помощью дистанционных приборов	0,498	0,513	0,542	0,57I	0,599	0,628	64
	а	б	в	г	д	е	

Продолжение табл. 30

I	2	3	4	5	6	7	8
14. Снятие индикаторных кривых							
а) при отбивке Нст	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	65
б) при замере Рпл (на 3 режима откачки)	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	66
15. Снятие кривых удельных весов (10 точек)	0,227	0,239	0,262	0,266	0,310	0,333	67
16. Замер дебита скважин	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	68
17. Замер газового фактора	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	69
18. Отбор глубинных проб нефти и воды пробоборником ЦД-3	0,068	0,076	0,092	0,108	0,123	0,139	70
19. 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	74
3. Замер забойного давления	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	75
4. Замер давления и температуры скважины глубинным манометром	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	76
5. Замер пластового давления и приемистости скважины дистанционными приборами	0,498	0,513	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	78
7. Замер устьевого рабочего давления (буферного)	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 (АПЭД)	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	!	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	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	93
18. Шаблонирование сква- жин, отбивка забоев		0,027	0,037	0,055	0,073	0,083	0,101	0,101	0,101	0,101	0,101	0,101	0,101	0,101	94
19. Определение герме- тичности колонны		0,250	0,264	0,293	0,322	0,351	0,380	0,380	0,380	0,380	0,380	0,380	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	0,392	0,392	0,392	0,392	0,392	0,392	96
<u>У. Контрольные и пьезометрические скважины</u>															
1. Замер забоя, уровня жидкости, водоразде- ла в скважине		0,043	0,056	0,081	0,106	0,131	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	97
2. Замер пластового дав- ления и температуры глубинным маномет- ром		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	98
3. Замер пластового давления по кривым неполного восстано- вления 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	99
4. Замеры уровней и пластовых давлений		0,105	0,117	0,140	0,164	0,188	0,211	0,211	0,211	0,211	0,211	0,211	0,211	0,211	100
5. Замер буферного давления		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	101
6. Замер поинтерваль- ных давлений		0,244	0,256	0,280	0,303	0,327	0,351	0,351	0,351	0,351	0,351	0,351	0,351	0,351	102
7. Снятие кривых вос- становления пласто- вого давления															
а) на высокопродук- тивных 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	103
б) на среднепродук- тивных 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	104
в) на низкопродук- тивных скважинах (менее 0,2 т/сут. ат)		0,157	0,168	0,190	0,212	0,233	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	105
8. Определение герме- тичности колонны		0,247	0,260	0,283	0,306	0,330	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354	106
		а	б	в	г	д	е								

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

2. При обработке материалов по исследованию скважин к нормативам численности применяется коэффициент - I,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 I6.

Обслуживаемые объекты	!Единица !измерения	!Нормативы числен- ности на ед.из- мерения	!Номер нор- матива
I. Газосборный коллектор (длин, колодцы) при переходе по:			
резкопересеченной местности	I км	0,065	I
пересеченной местности	I км	0,057	2
равнинной местности	I км	0,050	3
2. Групповая установка, дожимная насосная станция, ступенная сепарация 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
I. Пункт сбора и сепарации газа	I	I
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 I 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		с двумя машинными залами: на каждый зал		
	на одну смену	дополнительно в дневную смену	на одну смену	дополнительно в дневную смену	
Газомоторные компрессоры					
1-2	2	-	I	-	I
3-5	2	-	2	-	2
6-9	2	I	2	I	3
10 и более	3	I	3	I	4
Электроприводные компрессоры					
1-4	2	-	I	-	5
5-8	2	-	2	-	6
9-15	2	I	2	I	7
16 и более	3	I	3	I	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 I газомоторный компрессор за I,6 электроприводного компрессора.

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

VI. 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	!Едини- ца из- мерения!	!Нормативы численности на од. измерения			!Номер норма- тива
		! всего	! в т.ч. по видам ремонтов		
			! теку- щий	! капитальный	
I	2	3	4	5	6
1. Скважина эксплуатационного фонда,					
оборудованная:					
СКН 2-6I5	I скв. экспл. фонда	0,038	0,035	0,003	I
СКН 3-15I5		0,045	0,040	0,005	2
СКЗ-I,2-630		0,048	0,042	0,006	3
СКН 5-30I5	"-	0,050	0,044	0,006	4
СК 6-2,1-2500	"-	0,059	0,05I	0,008	5
СКН IO-33I5	"-	0,05I	0,043	0,008	6
СКН IO-30I2	"-	0,055	0,046	0,009	7
7СК 8-3,5-4000	"-	0,075	0,062	0,0I3	8
7СК I2-2,5-4000	"-	0,080	0,067	0,0I3	9
2. Фонтанная арматура на нефть (газ) скважин эксплуатационного фонда					
	I ре- монт	0,004	-	-	IO
3. Нагнетательная скважина эксплуатационного фонда					
	I ре- монт	0,006	-	-	II
		а	б	в	

Продолжение табл. 35

I	!	2	!	3	!	4	!	5
4. Установка для депарафинизации скважин АДУ-1, АДУ-2, АДУ-3	I уста новка	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	текущий	капитальный
I	2	3	4	5
Рабочая среда - сырая нефть				
I. Насосы центробежные АЯП-150 АЯП-300				
Консольные типа К	0,030	0,018	0,012	I
КСМ	0,010	0,007	0,003	2
КСМ	0,038	0,011	0,027	3
ЦН-1000х180(10 НМКх2)	0,028	0,017	0,011	4
ЦНС-38х44...220(ЗМС-10), ЦНС-60х66...330(4МС-10)	0,010	0,006	0,004	5
ЦНС-38х25...250(5МС-7), ЦНС-105х98...490(5МС-10)	0,012	0,007	0,005	6
ЦНС-180х85...425(6МС-7)	0,035	0,021	0,014	7
ЦНС-180х476...680(6МС-10)	0,051	0,031	0,020	8
ЦНС-300х120...600(8МС-7), ЦНС-300х600...1200(8МС-10)	0,030	0,018	0,012	9
2. Насосы поршневые				
II ГР	0,103	0,079	0,024	10
9МГР, НГР, 250/50 типа РПН	0,066	0,045	0,021	11
	0,017	0,010	0,007	12
Рабочая среда - сырая сернистая нефть				
I. Насосы центробежные				
ДЗ20х50 (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 - 10х4	0,042	0,029	0,013	17
8НД-6х1	0,066	0,040	0,026	18
8НД-9х2	0,073	0,044	0,029	19
	а	б	в	

Продолжение табл. 37

I	!	2	!	3	!	4	!	5
ВНД-9х3, ИОНД-6хI		0,067		0,040		0,027		20
ВНГД-6хI, ИОНГД-6хI		0,070		0,042		0,028		21
ВНГД-9х3		0,068		0,041		0,027		22
НК-560/335-70, НК-560/335-120		0,015		0,007		0,008		23
ЦН-400хI05		0,043		0,026		0,017		24
ЦН-400х2I0(3В200х4)		0,058		0,027		0,031		25
ЦН-1000хI80(10 НМКх2)		0,075		0,045		0,030		26
ЦНС-38х44...220(ЗМС-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-300хI20...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(6НДВ)		0,054		0,032		0,022		35
ВНГД-9х3		0,058		0,035		0,023		36
ИОНГД-6хI		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-5хI, 6НК-9хI		0,017		0,010		0,007		40
типа НФ		0,020		0,012		0,008		41
ЦНС-38х44...220(ЗМС-10), ЦНС-60х66...330(4МС-10)		0,022		0,013		0,009		42
ЦНС-38х25...250(6МС-7), ЦНС-105х98...490(5МС-10)		0,027		0,016		0,011		43
ЦНС-180х85...425(6МС-7)		0,078		0,047		0,031		44
ЦНС-180х476...680(6МС-10)		0,112		0,067		0,045		45
		а		б		в		

Продолжение табл. 37

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

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(6МС-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
Консолевые типа К		0,012		0,003		0,009		95
ГНА-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
Х20/31П(2-6П)		0,013		0,005		0,008		100
ЦН-150х100 НЖ		0,030		0,009		0,021		101
ЦНС-38х44...220(ЗМС-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	2	3	4	5
Д1250х60 (I2HДС)	0,034	0,023	0,011	II5
Д2500х62 (I8HДС)	0,040	0,027	0,013	II6
200Д60, 300Д 90, 300Д 90Б, 300Д 90Ф	0,006	0,004	0,002	II7
ЦН-150х100	0,016	0,008	0,008	II8
ЦН-1000х180 (IОНМК-2)	0,037	0,025	0,012	II9
ЦНС-38х44...220(8МС-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, II95, I422, I660, I900	0,055	0,033	0,022	125
ЦНС-500х1900	0,059	0,036	0,023	126
Насосы поршневые ЭМТР-6I	0,069	0,033	0,036	127
	а	б	в	

Примечания: I. 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 I-2 смены к нормативам численности применяются коэффициенты:

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

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

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

Таблица 38

Ремонт компрессоров

Тип и марка компрессора	Нормативы численности на ремонт одного компрессора по видам ремонта и работ												Номер ма-ти-ва	
	текущий			средний			капитальный			всего				
	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		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
<u>Газомоторные компрессоры</u>														
ЮГК, ЮГКМ,														
ЮГКН, VЧС-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; "Крезо-луар"; 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),														
ЗМ9-7(С-104), 7ПН-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												Нормативная норма
	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
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, КВДЛ, КВДЛ-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

205ВН-20/35, 505ВН-
20/16, 305ВН-20/35,
1502/200(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

205ВН-16/70,
305ВН-30/8, LMA-12,
7ВН-20/220,
302ВН-5/70, 402ВН-
4/220, 305ВН-
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

205ПН-20/18; 0Z /
2У, 3ПН-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

2ВН-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

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

2С2ПН-12/13,
7ПН-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

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

АО-1200, МТВ-7А-I
МТУ-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

АУ-300, СЛ-20 0,04 - 0,04 0,03 - 0,03 0,03 0,01 0,04 0,10 0,01 0,11 27

2N Д/2, АО/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	13	
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	
ДАСНЗ50П, 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>Детандеры</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.

44 -

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

Продолжение табл. 39

	1	2	3	4	5	6
2. Колонны тарельчатые с круглыми колпачками, мм						
1000/30	0,0160	0,0096	-	0,0064	II	
1200/30	0,0170	0,0102	-	0,0068	I2	
1400/20	0,0150	0,0090	-	0,0060	I3	
1400/30	0,0180	0,0108	-	0,0072	I4	
1400/80	0,0370	0,0222	-	0,0148	I5	
1600/37	0,0310	0,0186	-	0,0124	I6	
1600/10	0,0120	0,0072	-	0,0048	I7	
1800/30	0,0240	0,0144	-	0,0096	I8	
2000/6	0,0120	0,0072	-	0,0048	I9	
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>	0,0430	0,0258	-	0,0172	32	
30						
<u>2400 - 1800</u>	0,0450	0,0270	-	0,0180	33	
40						
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>	0,0200	0,0120	-	0,0080	38	
40						
	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>	0,0250	0,0150	-	0,0100	43
40					
<u>2400 - 3800</u>	0,0290	0,0174	-	0,0116	44
5I					
3400/60	0,0340	0,0204	-	0,0136	45
<u>3400 - 3800</u>	0,0250	0,0150	-	0,0100	46
3I					
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 кол-пачками круглыми (делобчатые)					
<u>2000 - 3000</u>	0,0500	0,0300	-	0,0200	50
20 - 20					
<u>2200 - 3200</u>	0,0480	0,0288	-	0,0192	51
18 - 16					
<u>2800 - 3400</u>	0,0550	0,0330	-	0,0220	52
18 - 16					
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

	1	2	3	4	5	6
6. Теплообменник кожухотрубчатый с неподвижной трубой 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 цилиндрический	0,0074	0,0050	-		0,0024	79
10. Печи беспламенного горения						
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	1
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 норма- тива
	всего	в том числе по видам 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	1
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 норматива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов		
		текущий	капитальный	
I	2	3	4	5
Котлы паровые вертикально-водотрубные на давление до 1,4 МПа, работающие на газообразном и жидком топливе, типа ДКВр, паропроизводительностью, т/ч:				
2,5	0,225	0,052	0,173	1
4,0	0,309	0,071	0,238	2
	а	б	в	

Продолжение табл. 43

I	2	3	4	5
6,5	0,393	0,091	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 конитные 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
Солеастворители диаметром, мм:				
480	0,005	0,002	0,003	32
720	0,008	0,004	0,004	33
Баки деаэраторные с запорной арматурой и водоуказательными приборами на рабочее давление до 0,6 МПа вместимостью, м ³ :				
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	0,008	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 1 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 конденсатороводы, 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
Магнитопроводы 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 ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе			Номер	
	всего	в т.ч. по видам работ		норматива	
		текущий	капитальный		
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	I	
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 одноступенчатого 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
Вентиляторы 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 м² псверхности нагрева								
		0,001		0,001		-		28
Воздуховоды круглого сечения с фасонными частями на 10 м длины эксплуатируемого воздуха 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
I250		0,010		0,008		0,002		34
I500		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
I250		0,008		0,006		0,002		41
I500		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 = I ; 201-250 К = I,25; 251-300 К = I,43; 301 и более К = I,67.

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

для одной смены - 0,43

для двух смен - 0,60

3. Нормативами предусмотрено 22% на выполнение станочных работ.

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	
1	2	3	4	5
1. Талевый блок БТН 4х50	0,0025	0,0012	0,0013	I
2. Талевый блок БТЭ	0,0015	0,0007	0,0008	2
3. Кронблок КБЭ	0,0047	0,0022	0,0025	3
4. Кронблок КБН 5х50	0,0058	0,0028	0,0030	4
5. Кржики 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. Автономатыватель 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

1	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
	а	б	в	

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			
			рези- зия	текущий	капи- тальный	
1	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
		а	б	в	г	

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

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

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	I
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	ХТ-Т	3,463	0,038	0,965	2,460	8
9. Анализатор 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 57	0,707 0,699	0,106 0,106	0,240 0,244	0,361 0,349	14 15
15. Комплект лабораторных измерительных приборов КИП	К-50	1,400	0,070	0,556	0,774	16
16. Лабораторный трансформатор	ЛАТР-5М	0,361	0,106	0,106	0,150	17
17. Осциллографы	О1-68	2,405	-	0,909	1,496	18

Продолжение табл. 49

1	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 кругл- суточной работе				Номер норма- тива
	всего	в т.ч. по видам ремон- тов	текущий	средний	
	капи- тальный				
1	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 П10/35/6 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 монтаж 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		Номер норматива
		ед. измерения	ва	
I	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	I
б) на железобетонных опорах	км		0,051	2
в) на деревянных опорах	км		0,044	3
Изготовление и сборка опор, траверс, наголовников для ЛЭП 6 кВ:				
а) на металлических опорах	км		0,044	4
б) на деревянных опорах	км		0,018	5
Демонтаж ЛЭП 6 кВ:				
а) на металлических опорах	км		0,017	6
б) на железобетонных опорах	км		0,020	7
в) на деревянных опорах	км		0,028	8
Строительство линий связи с 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				в условиях действую- щих произ- водствен- ных помеще- ний(цехов)	
		капитальный		текущий			
		с полной перемоткой обмотки	без пере- мотки об- мотки	в услови- ях мас- терских	в условиях действую- щих произ- водствен- ных поме- щений(це- хов)		
I	2	3	4	5	6	7	

I. Объекты и установки общего назначения

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

до I	0,0008	0,0004	0,0005	0,0002	0,0003	I
3	0,0008	0,0005	0,0005	0,0002	0,0003	2
5	0,0009	0,0005	0,0006	0,0002	0,0003	3
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 усло- виях спе- циализиро- ванного предприя- тия	в усло- виях мастер- ских		
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	16
3	0,0028	0,0020	0,0022	0,0008	0,0006	17
5	0,0032	0,0022	0,0025	0,0009	0,0007	18
10	0,0039	0,0026	0,0030	0,0011	0,0009	19
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
	в том числе по видам ремонтов						
	всего (гр. 4+гр. 6)	капитальный		текущий			
		с полной перемот- кой обмотки	без пере- мотки об- мотки	в услови- ях дейст- вующих производ- ственных помещений (цехов)	в усло- виях вущих производ- ственных помещений (цехов)	в услови- ях дейст- вующих производ- ственных помещений (цехов)	
1	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 коротко- замкнутым ротором напряжением 0,4 кВ в обычном исполнении, мощностью, кВт:							
до 1	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

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

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

до 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					
		капитальный		текущий			
		с полной перемоткой обмотки	без перемотки обмотки	в условиях спешных аварийно-предприятия	в условиях мастерских	в условиях вушиных производственных помещений (пехов)	
1	2	3	4	5	6	7	
Электродвигатели насосов по перекачке нефти асинхронные с короткозамкнутым ротором взрывозащищенного исполнения.							
а) напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт:							
до 60	0,0074	0,0040	0,0047	0,0017	0,0027	64	
80	0,0083	0,0046	0,0054	0,0019	0,0029	65	
100	0,0090	0,0050	0,0059	0,0021	0,0031	66	
180	0,0139	0,0060	0,0087	0,0075	0,0052	67	
300	0,0127	0,0054	0,0078	0,0065	0,0049	68	
б) напряжением 6(10) кВ, мощностью, кВт:							
до 300	0,0347	0,0147	0,0213	0,0178	0,0134	69	
450	0,0437	0,0173	0,0252	0,0204	0,0179	70	
600	0,0493	0,0191	0,0278	0,0225	0,0215	71	
750	0,0584	0,0218	0,0318	0,0251	0,0266	72	

1000	0,0669	0,0236	0,0348	0,0278	0,0321	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	

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	без пере- мотки об- мотки	в услови- ях специ- ализиро- ванного предприя- тия	в усло- виях ма- стер- ских	в условиях действую- щих произ- водствен- ных поме- щений (цехов)	
1	2	3	4	5	6	7	
Электродвигатели компрессорных станций путного нефтяного газа синхронные с короткозамкнутым ротором взрывозащитен- 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
	всего (гр. 4+гр.6)	в том числе по видам ремонтов					
		капитальный	текущий				
			с полной пере- моткой осмотра	без перемот- ки осмотра	в услови- ях дейст-	в услови- ях дейст-	
		в услови- ях специ- ализиро- ванного предпри- ятия	в ус- ловиях ма- стер- ских	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 задвижек асинхронные с короткозамкнутым ротором взрывозащищенного исполнения напряжением 0,4 кВ, мощностью, кВт:

до I	0,0023	0,0014	0,0017	0,0007	0,0006	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, электрокаселенатыватель (мехкатушка)

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

до I	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: 1. 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		
		капитальный	текущий	
I	2	3	4	5
Трансформаторы силовые маслянаполненные двухобмоточные типа ТМ				
напряжением до 10 кВ, мощностью, кВа				
до 10	0,0060	0,0043	0,0017	I
25	0,0067	0,0048	0,0019	2
40	0,0075	0,0055	0,0020	3
63	0,0082	0,0060	0,0022	4
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
I600, 2500	0,0320	0,0222	0,0098	11
4000	0,0359	0,0253	0,0106	12
Трансформаторы силовые маслянаполненные 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

	1	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:					
ТРДН, ТДТН-40000/110	0,1019	0,0699	0,0320	22	
ТДТНГЭ-60000/110, 63000/110	0,1182	0,0775	0,0407	23	
ТДТНГУ-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	
ТЦД 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 ЯТН 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
1	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, ТКФ-6, ТКФМ-10, ТПЛ-10, ТК-4, ТК(0-49)	0,0014	-	0,0014	3
Трансформаторы тока напряжением				
до 110 кВ				
НКО-110	0,0042	0,0027	0,0015	4
до 35 кВ				
НСМ-35	0,0024	0,0013	0,0011	5
до 10 кВ				
НСМ-6	0,0005	0,0003	0,0002	6
	а	б	в	

Продолжение табл. 57

	1	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 маслonaполненные		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				
РВЛ-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				
Короткозамкватели 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,	0,0010	-	0,0010	52				
ПН, ПР, ПНН	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	капитальный	текущий
I	2	3	4	5
Рубльницы с центральной рукояткой на номинальный ток, А:				
до 400	0,0003	-	0,0003	I
600	0,0006	0,0003	0,0003	2
800	0,0008	0,0004	0,0004	3
1000	0,0010	0,0005	0,0005	4
1500	0,0014	0,0007	0,0007	5
Переключатели с центральной рукояткой на номинальный ток, А:				
до 200	0,0003	-	0,0003	6
400	0,0004	-	0,0004	7
600	0,0008	0,0006	0,0006	8
Выключатели автоматические воздушные универсальные с рычажным и электромагнитным приводом на номинальный ток, А:				
до 400	0,0011	-	0,0011	9
600	0,0027	0,0014	0,0013	10
800	0,0036	0,0019	0,0017	11
1000	0,0047	0,0025	0,0022	12
1500	0,0074	0,0045	0,0029	13
	а	б	в	

Продолжение табл. 58

I	2	3	4	5
Выключатели автоматические воздушные универсальные с рычажным и электродвигательным приводом на номинальный ток, А:				
до 400	0,0072	0,0036	0,0036	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 неперевёрсивные 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
Паяетные выключатели на номинальный ток, А:				
до 100	0,0029	-	0,0029	34
	а	б	в	

Продолжение табл. 58

	Г	!	2	!	3	!	4	!	5
	250		0,0038	-		0,0038			35
	400		0,0058	-		0,0058			36
Пакетные переключатели на номинальный ток, А:									
	до 63		0,0029	-		0,0029			37
	100		0,0038	-		0,0038			38
	250		0,0058	-		0,0058			39
	400		0,0077	-		0,0077			40
Командоапараты кулачковые регулируемые 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 нерегулируемые 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 переменного 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			

Продолжение табл. 58

	I	!	2	!	3	!	4	!	5
Универсальные ключи и переключатели с числом секций:									
4		0,0008	-		0,0008		57		
8		0,0008	-		0,0008		58		
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 единиц 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		I
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. Комплексные 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 РТКБ и РТКВ (польские) с трансформаторами мощностью, кВа:					
25	0,0310	0,0180	0,0130		12
40	0,0316	0,0187	0,0131		13
	а	б	в		

Продолжение табл. 59

I	!	2	!	3	!	4	!	5
63		0,0325		0,0192		0,0133		14
100		0,0337		0,0202		0,0135		15
160		0,0364		00,0220		0,0144		16
250		0,0387		0,0239		0,0148		17
Типа КТПН-400 с трансформаторами мощностью, кВа:								
160		0,0358		0,0181		0,0177		18
250		0,0381		0,0200		0,0181		19
400		0,0440		0,0240		0,0200		20
Типа КТПН-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								
Промышленные 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				Норматив по видам работ
	всего	в т.ч. по видам работ		капитальный	
		ремонтный	текущий		
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	I	
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 в одном проводе, сечением, мм²:					
I, 5-6	0,0006	0,0002	0,0004	I6	
	а	б	в		

Продолжение табл. 60

I	!	2	!	3	!	4	!	5
10-16		0,0008		0,0003		0,0005		17
25-35		0,0011		0,0004		0,0007		18
50-70		0,0014		0,0006		0,0008		19
95-120		0,0017		0,0007		0,0010		20
То же, с затягиванием двух проводов, сечением, 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
Внутрицеповые 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
Внутрицеповые 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

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 креста 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 6 I

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 4I.

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, кВт

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, кВт

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, кВт					
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>Электроды</u>					
Электроды 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		
		капитальный	текущий	
I	2	3	4	5
Работы в стационарных условиях:				
Сварочные трансформаторы на номинальный сварочный ток, А:				
160	0,0080	0,0048	0,0032	I
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

	I	!	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 буровых 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 работ		
		текущий	капитальный	
I	2	3	4	5
I. Работы на переменном токе в защищенных помещениях				
а) краны мостовые электрические, кривоные				
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
1	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				
1	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	2	3	4	5
2. Работавшие на переменном токе на открытых площадях					
а) краны мостовые электрические, кривоковые					
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, кривоковые					
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, кривоковые					
5	0,109	0,076	0,033	40	
10	0,128	0,089	0,039	41	
	а	б	в		

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

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

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

3. Нормативами предусмотрено 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 ремонт единицы оборудования			Номер норматива
	всего	в т.ч. по видам ремонтов		
		текущий	капитальный	
I	2	3	4	5
Станция катодной защиты (без линии электропередач)	0,0395	0,0253	0,0142	I
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: I. При производстве капитального ремонта комплексной электрозащиты трубопроводов протекторы заменяются новыми. Срок замены зависит от характера грунта и интенсивности их работы.

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

Т а б л и ц а 66

Электролабораторные работы

Выполняемая работа	Норматив численности	Номер норматива
1	2	3
Измерение сопротивления заземления, испытание кабеля 6 кВ. Испытание электродвигателей 6 кВ. Наладка защиты, измерение сопротивления, изоляции вторичной коммутации. Испытание В.Л. выпрямленным напряжением. Наладка новых Т.П., периодическая проверка средств защиты, приборов контроля, учета и пр.	10% от нормативной численности рабочих, занятых ремонтом и обслуживанием электрооборудования	I

Ущ. 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	реvisions	
1	2	3	4	5
<u>Электроцентробежные насосы отечественного производства</u>				
I. 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 "РЭДА"	-	0,0077	-	48
16. Гидрозащита типа Г'	-	0,0047	0,0009	49
17. Трансформаторы типа ТМПН	-	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

	1	2	3	4
с гидрозашитой "К"		10 демон- таж	0,0133	7
б) импортных установок				
"РЭДА"-350		- " -	0,0372	8
"РЭДА"-700		- " -	0,0402	9
"Байрон-Джесон"		- " -	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 электропогружными насосами

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

Выполняемая работа на одной скважине эк- сплуатационного фонда, оборудованной ЭПУ	! Норматив численности на одну скважину		! Номер ! норма- ! тива
	1	2	
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 элект- рооборудования.	

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 скважин к ПРС	Номер норматива
Операторы по подготовке скважин к подземному ремонту	4	
Подсобные (транспортные) рабочие	1	
ИТОГО:	5	I

Т а б л и ц а 71

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

Режим работы бригады по ремонту скважин	Коэффициент сменности основных бригад	Число подготовительных бригад на одну основную
В три смены		
по скользящему графику	3,0	0,5
по графику с выходными днями	2,75	0,4
В две смены		
по скользящему графику	2,0	0,24
по графику с выходными днями	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 норматива
Оператор по подземному ремонту скважин	2	1
Машинист подъемника	1	2

Примечания: I. 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 непрерывного 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-
	!	! измерения	! тива
I	2	3	4
1. Приготовление технологической жидкости	100 м ³	0,0062	I
2. Замер удельного веса технологической жидкости ареометром	100 за- меров	0,0062	2

Продолжение табл. 76

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

XI. Обслуживание и ремонт средств и систем автоматизации и телемеханизации

Таблица 77

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

Наименование и тип объектов	Норматив численности на объект (см. табл. 78)!		Номер норматива
	1	2	
1. 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-ИМ		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

	1	2	3
7. Блок реагента НР-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. Обестанционное 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. УЭЦН с блоком напорной гребенки		0,1797	22
11. Водораспределительная гребенка ШЦ 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 и 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 ШФЛУ		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 КИПиА линии К-100, К-200, К-300		7,9336		44
30. Газораспределительный пункт (ГРП)		0,0871		45
31. Котельная				
31.1. Общие средства КИПиА, установленные в котельной		0,1057		46
31.2. Средства КИПиА, установленные в котле ДКВР-4-16		0,0976		47
32. Прибор КИПиА (установленные в котельной с двумя водогрейными котлами (финская)		0,3942		48
33. Установка осушки газа (производство ГДР)		0,3573		49
34. Общие средства КИПиА, установленные на одном газовом компрессоре УЩН (производство ГДР)		0,0520		50
35. Общие средства КИПиА, установленные на одном компрессоре воздуха		0,0606		51
36. Общие средства КИПиА, установленные на узле учета при ПЭС		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 деаэрирующая установка УДО-ЭМ		0,0368		57
39. Средства сбора и обработки информации				
39.1. Устройство телемеханики ТМ-60СМ		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 ЛМУС		0,3728		62
39.6. Система "Учет-2"		0,3022		63
40. Средства КИПиА, установленные на компрессорной станции с агрегатами 81К, 101К, КС-550				
40.1. Общие средства КИПиА, установленные на компрессорной станции		0,1088		64
40.2. Средства КИПиА, установленные на I компрессорном агрегате 81К		0,0275		65

Продолжение табл. 77

	1	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 7БКГ			
42.1. Общие средства КИПиА, установленные на компрессорной станции		0,1679	69
42.2. Местный щит автоматики компрессора 7БКГ		0,0172	70
42.3. Щит управления компрессором 7БКГ		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 в 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- мати- ва	
		на еди- ницу	на весь объем		
I	1	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 ВЗ-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 Н1	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 ВЗ-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 Н1	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	15
4. Блочная индивидуальная установка "БМУС"					
Манометр технический Ø 50М	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 противомесом)	1	0,0031	0,0031	-	
счетчик нефти ТОР-1-50	1	0,0080	0,0080	-	
регулятор расхода РР	1	0,0041	0,0041	-	
Аппаратура КП устройства телемеханики ТМ-620-КП	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	II	
5. Дожимная насосная станция (ДНС)					
Блок местной автоматики на 3 агрегата ГМА	1	0,0125	0,0125	-	
Манометр технический Ø 50М	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 КП устройства телемеханики ТМ-620 (ТМ-600) КП	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. Насос-дозатор с блоком защиты								
Блок защиты и управления электродвигателя НДУ	I		0,0044		0,0044			-
Электродвигатель ЦШУ Р=I, I кВт	I		0,0017		0,0017			-
Итого					0,0061			-
Кроме того, 25% на текущую эксплуатацию, обслуживание кабельных линий, на переходы между объектами						0,0015		-
Всего						0,0076		I3
7. Блок реагента БР-2,5								
Щит контроля и управления	I		0,0138		0,0138			-
Датчик предельного уровня ДПУ-I	I		0,0028		0,0028			-
Дифманометр ДМ-3583	I		0,0036		0,0036			-
Мосты электронные ВФС, КСМ-I	2		0,0130		0,0260			-
Манометр электроконтактный ВЭ-I6РБ	I		0,0016		0,0016			-
Манометр технический ОЕМ	I		0,0003		0,0003			-
Термометр сопротивления ТСМ-I	I		0,0002		0,0002			-
Итого						0,0483		-
Кроме того, 25% на текущую эксплуатацию, на прочие работы, на обслуживание освещения, переходы между объектами						0,0121		-
Всего						0,0604		I4
8. Узлы оперативного учета жидкости								
8.1. Оборудованные расходомерами НОРД и Турбоквант								
Преобразователь расхода турбинный НОРД	I		0,0070		0,0070			-
Датчик магнитоиндукционный	I		0,0016		0,0016			-
Вторичный прибор НОРД	I		0,0212		0,0212			-
Манометр технический	3		0,0003		0,0009			-
Итого						0,0307		-
Кроме того, 40% на периодические тарировки счетчиков, на обслуживание кабельных линий и переходы между объектами						0,0123		-
Всего						0,0430		I5
8.2. Оборудованные КОР-МАС								
Операционный шкаф № I, № 2	I		0,0607		0,0609			-
	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	
влажмер 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	
влажмер 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 ОБМ	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-IV	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, электродвигков, концевых кабелей, на реконструктивные и организационные работы, на переходы между объектами								0,0291
Всего на I агрегат								0,1262 21
10. УЭЩ с блоком напорной гребенки								
Сужающее устройство	5	0,0008	0,0040					
Дифманометры ДМ-3583	5	0,0036	0,0180					
Вторичные приборы КСД	5	0,0162	0,0810					
Электроконтактный манометр ЭКМ-1У	2	0,0013	0,0026					
Аппаратура КП устройства телемеханики ТМ-620 КП(ТМ-600)	I	0,0252	0,0252					
Вентили игольчатые высокого давления	I	0,0021	0,0021					
Щит расхода для приборов учета воды	I	0,0053	0,0053					
Итого:								0,1382
Кроме того, 30% на ликвидацию порывов импульсных линий, на проверку кабельных линий, на переходы между объектами								0,0415
Всего								0,1797 22
11. Водораспределительная гребенка ПЩ								
Автоматизированная								
устьевой расходомер нагнетательной скважины (счетчик воды электромагнитный ПРЭМ ПИМ) СВЭМ	4	0,0066	0,0264					23
Телемеханизированная								
устьевой расходомер нагнетательной скважины (счетчик воды электромагнитный) СВЭМ	4	0,0066	0,0264					
стойка "Электрон-2М" в комплекте с БУ	I	0,0188	0,0188					
аппаратура КП устройства телемеханики ТМ-600	I	0,0252	0,0252					
Итого:								0,0704 24
12. Установка предварительного сброса воды УПС-2000								
Технический манометр ОБМ	2	0,0003	0,0006					
Манометры электроконтактные ВЭ-16РБ	2	0,0016	0,0032					
Датчик уровня ДПУ-1М	I	0,0028	0,0028					
Регулятор уровня РУМ	I	0,0031	0,0031					

Продолжение табл. 78

I	2	3	4	5
Блок автоматики БА-2	I	0,0145	0,0145	
Клапан с электроприводом УЭРВ	2	0,0036	0,0072	
Итого:			0,0314	
Кроме того, 25% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы) и переходы между объектами			0,0079	
Всего:			0,0393	25
13. Сепарационная установка (на I емкость)				
Сигнализатор уровня ДПУ-IM	I	0,0028	0,0028	
Блок автоматики БА-2	I	0,0145	0,0145	
Уровнемер буйковый УП-П	I	0,0019	0,0019	
Регулирующий блок ПР-3,2I	I	0,0024	0,0024	
Вторичный прибор ПВ-10, IЭ	I	0,0049	0,0049	
Клапан регулирующий КР	I	0,0014	0,0014	
Редуктор давления с фильтром РДФ-3	2	0,0008	0,0016	
Манометр электроконтактный ВЭ-16РВ	1	0,0016	0,0016	
Манометр самопишущий МТС-712	I	0,0011	0,0011	
Итого:			0,0322	
Кроме того, 25% прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы) и переходы между объектами			0,0081	
Всего:			0,0403	26
14. Установка подготовки нефти производительностью 3,5 млн. т в год (СДР)				
14.1. Приборы системы АЭС и "Старт"				
Приборы вторичные пневматические:				
ПВ-3,2	I2	0,0031	0,0372	
ПВ-10-1Э	I5	0,0049	0,0735	
ПВ-1,3	22	0,0049	0,1078	
ПВ-27	2	0,0026	0,0052	
Регуляторы пневматические:				
РПЗ-2I,22	3Э	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	I8	0,0063	0,1134	

I	!	2 !	3 !	4 !	5
14.4. Преобразователи:					
Электрощнемопреобразователи ЛТ-ТС-68	9	0,0042	0,0378		
Преобразователи ПЭ-53М	4	0,0042	0,0168		
Преобразователи температуры ПТ-ПН-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	0,0008		
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		
Сифонные 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 КРЭ-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-1-11	13	0,0019	0,0247		
Датчики уровня жидкости ДУ КЭ-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-1211	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 СГП-4	2	0,0195	0,0390	
14.20. Исполнительные механизмы				
Клапаны с условным диаметром свыше 200 мм 25С32НЕ	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 ТУДЗ	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)								
Электрический датчик температуры Минита	I	0,0230		0,0287				
Цифровой селектор места измерения (КОР-ВОЛ)	I	0,0099		0,0124				
Распределитель аналоговой цепи измерения (КОР-ВОЛ)	I	0,0086		0,0108				
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 Цедлатрон	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. <u>Насосная нефтяная (бензонасосная)</u>				
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 ал. двигателя СПДМ-100	3	0,0020	0,0060	
Сигнализатор взрывоопасной концентрации СНК-ЗМ	I	0,0091	0,0091	
Блок пожарной сигнализации ППО-068	Икт	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	3I
17. <u>Блок теплообменников</u>				
Система регулирования давления				
МС-П2	I	0,0027	0,0027	
ПВ 10,13	I	0,0049	0,0049	
ПРЗ,3I	I	0,0036	0,0036	
ИМ	I	0,0024	0,0024	
Система измерения расхода ДКН	2	0,0006	0,0012	
ДМПК-100	2	0,0032	0,0064	
ПВ10.13	2	0,0049	0,0098	
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		
ПР3.3I	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		
ПР3.3I	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	
<u>20. Электродегидратор</u>								
Система измерения и регулирования уровня								
УБ-П	I	0,0019	0,0019					
ПВ10.1Э	I	0,0049	0,0049					
ПРЗ.3И	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.3И	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.3И	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
ПВЮ. IЭ		I			0,0049				0,0049
Система дистанционного измерения расхода									
ДКН		7			0,0006				0,0042
ДМПК-100		7			0,0032				0,0224
ПВЮ. IЭ		7			0,0049				0,0343
Манометры электроконтактные ЭКМ-I		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 ПК		2			0,0014				0,0028
Отсекатель коллекторов ОКР-6		2			0,0025				0,0050
Блок контроля пламени "Сигнал"		1			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				
ПТ-ПТ-68		I	0,0129	0,0129				
ЭПИ		I	0,0039	0,0039				
ПВЮ. IЭ		I	0,0049	0,0049				
ПРЗ. ЗI		I	0,0036	0,0036				
ИМ		I	0,0024	0,0024				
Система регулирования давления								
МС-П2		I	0,0027	0,0027				
ПВЮ. IЭ		I	0,0049	0,0049				
ПРЗ. ЗI		I	0,0036	0,0036				
ИМ		I	0,0024	0,0024				
Система регулирования уровня УБ-П								
ПВЮ. IЭ		4	0,0019	0,0076				
ПРЗ. ЗI		4	0,0049	0,0196				
ИМ		4	0,0036	0,0144				
ИМ		4	0,0024	0,0096				
Система измерения расхода								
ДКН		I	0,0006	0,0006				
ДМПК-100		I	0,0032	0,0032				
ПВЮ. IЭ		I	0,0049	0,0049				
Электроконтактные манометры ЭКМ-I		5	0,0013	0,0065				
Регулятор давления с фильтром РДФ-3		I4	0,0008	0,0112				
Манометр технический ОБМ		2	0,0003	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 ПВДУ								
Манометры сильфонные с пневмовыходом								
МС-П2		2	0,0027	0,0054				
Вторичные приборы пневматические								
ПВЮ. IЭ		4	0,0049	0,0196				
Регуляторы уровня с пневматическим								
выходом РУЦШ, УБ-П		2	0,0019	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	I	0,0019	0,0019	
ПВЮ.1Э	I	0,0049	0,0049	
ИМ	I	0,0024	0,0024	
Манометр электроконтактный ЭКМ-IV	10	0,0013	0,0130	
Блок местной автоматики БМА	I	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	I	0,0019	0,0019	
ПВ1.3	I	0,0049	0,0049	

Продолжение табл. 78

	I	2	3	4	5
Датчик уровня	I	0,0028	0,0028		
Блок автоматики	I	0,0133	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:					
ДКН	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-11У	1	0,0057	0,0057		
Манометр ал.контактный ЭКМ-1У	3	0,0013	0,0039		
Термометр ал.контактный ЭКТ-1	3	0,0050	0,0150		
Термометр монометрический ТСМ-200	3	0,0093	0,0279		
Дифманометр ДМ-3574	1	0,0036	0,0036		
Сужающее устройство ДКН	1	0,0006	0,0006		
Вторичный прибор КСД-2-054	1	0,0041	0,0041		
Клапан регулирующий КР	2	0,0014	0,0028		
Установка осушки воздуха СУВ-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 КИПиА-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	

Продолжение табл. 78

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 микропроцессора	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 !</th <th>3 !</th> <th>4</th> <th>! 5</th>	3 !	4	! 5
ПВЮ.ІЭ	I	0,0049	0,0049	
ПЭ-55М	I	0,0083	0,0083	
Система дистанционного измерения давления газа				
МС-П2	I	0,0027	0,0027	
ПВЮ.ІЭ	I	0,0049	0,0049	
ПЭ-55М	I	0,0083	0,0083	
Расходомер ДСС-7ІО	I	0,0057	0,0057	
Прибор давления МГ	I	0,002І	0,002І	
МТС	I	0,00ІІ	0,00ІІ	
Система дистанционного измерения температуры газа				
ТСН	I	0,006І	0,006І	
НЛ-СЛШ	I	0,0І29	0,0І29	
Электроконтактные манометры ВЭ-І6РБ	3	0,00І6	0,0048	
Регулятор давления с фильтром РДФ-3	4	0,0008	0,0032	
Манометр технический ОМ	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			0,0І74	
Всего:			0,087І	45
3І. Котельная				
3І.І. Общие средства КИПиА, установленные в котельной				
Щит общекотельной автоматики	I	0,0І32	0,0І85	
Дифманометр сильфонный ДСС-7ІО	3	0,0057	0,0239	
Дифманометр показывающий с сигнальным контактом ДСП	2	0,0050	0,0І40	
Сушащее устройство ДКН	5	0,0006	0,0042	
Термометр показывающий с сигнальным контактом ТПК-СК	I	0,0075	0,0І06	
Термометр самопишущий газовый ТСГ-7І2	I	0,0075	0,0І06	
Термометр самопишущий МТС-7І2	I	0,00ІІ	0,00І5	
Счетчик воды ВВ-50	I	0,0080	0,0ІІ2	
Счетчик воды ТОР-І-50	I	0,0080	0,0ІІ2	
Итого:			0,І057	46

	1	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 ГИМ	4	0,0040	0,0160		
Лагометр Л-64	1	0,0049	0,0049		
Термометр 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 (тяги-перомер)	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-IV	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 ТХК-УХУ	2	0,0001	0,0002	
Потенциометр многоточечный	1	0,0075	0,0075	
Сигнализатор горючих газов СЖ	3	0,0091	0,0273	
Электронный регулятор РПИК	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) УИП				
Щит общих параметров				
Универсальный переключатель УП	3	0,0005	0,0015	
Кнопка управления с ключом	10	0,0002	0,0020	
Промежуточное реле П-6	15	0,0006	0,0090	
Реле температурное ТР-3	3	0,0014	0,0042	
Сигнализатор уровня ПШ-64	3	0,0020	0,0060	
Датчик предельного уровня ДПУ-10	3	0,0028	0,0084	
Электроконтактный манометр ЭМ-IV	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 ДР-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 ЭПЗ-09	2	0,0161	0,0322	
Итого:			0,0606	51
36. Общие средства КИПиА, установленные на узле учета при ЦПЗ				
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 ЭПЗ-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 ОЕМ-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 "Рэвун-48"	1	0,0043	0,0043	
Клапан регулирующий ПРК	5	0,0014	0,0070	
Регулятор давления РДФ-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
37. Групповая установка типа "Сателлит"						
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 переключаемый 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	I	0,0049		0,0049				
Влагомер с датчиком	I	0,0131		0,0131				
Датчик М-1 для замера газа	3	0,0118		0,0354				
Датчик загазованности	I	0,0123		0,0123				
Задвижка электроприводная	I	0,0006		0,0006				
Блок датчика сигнализатора взрыво- опасной концентрации	I	0,0125		0,0125				
Система включения вентиляции	I	0,0118		0,0118				
Отопительное оборудование	27	0,0002		0,0054				
Осветительное оборудование	8	0,0004		0,0032				
Клапан-регулятор уровня группового сепаратора	I	0,0014		0,0014				
Клапан-регулятор давления группового сепаратора	I	0,0014		0,0014				
Клапан-регулятор уровня абсорбера	2	0,0014		0,0028				
Клапан-регулятор температуры абсорбера	I	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	I	0,0028		0,0028				
Зарядный агрегат 12 В	I	0,0115		0,0115				
Панель группового манифольда	I	0,0164		0,0164				
Блок автомат, исследования скважин	I	0,0213		0,0213				
Удаленное сканирующее устройство	I	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	I	0,0254		0,0254				
Выходное контрольное устройство	3	0,0115		0,0345				
Блок сопряжения	I	0,0115		0,0115				
Отопительное оборудование	8	0,0006		0,0048				
Коммутационная аппаратура	18	0,0014		0,0252				
Вторичный прибор загазованности	I	0,0049		0,0049				
Осветительное оборудование	2	0,0028		0,0056				
Итого:				0,2244				55

Продолжение табл. 78

	I	! 2 !	3	!	4	! 5
37.4. Оборудование ДП						
Блок питания I2 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 сирены		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	0,848I		0,848I	58
ТМ-620		I	0,848I		0,848I	59
ТМ-620-0I		I	0,848I		0,848I	60
ТМ-300		I	0,9783		0,9783	6I
Система КТС ЛИУС		I	0,3728		0,3728	62
Система "Учет-2"		I	0,3022		0,3022	63
40. Средства КИПиА, установленные на компрессорной станции с компрессорными агрегатами 8IK, IOIK, KC-550						
40.1. Общие средства КИПиА, установленные на компрессорной станции						
Щит автоматики		I	0,0048		0,0048	
Сигнализатор взрывоопасной концентрации СВК-3М		2	0,009I		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 ДЖН-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 81К					
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 ДЖН-10	2	0,0008	0,0016		

Продолжение табл. 78

I	!	2	!	3	!	4	!	5
Дифманометр дифференциальный 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		I		0,0184		0,0184		
Регулятор электронный РПИК		I		0,0048		0,0048		
Манометр электроконтактный ЭКМ		4		0,0013		0,0052		
Реле промежуточное ПЗ-6		34		0,0006		0,0204		
Кнопки управления К-03		30		0,0002		0,0060		
Реле времени РПВ		I		0,0026		0,0026		
Реле времени программное ВС-10-64		I		0,0007		0,0007		
Звуковая сигнализация "Ревун"		I		0,0043		0,0043		
Термопара ТХК		II		0,0001		0,0011		
Сужающее устройство ДЖН		I		0,0008		0,0008		
Датчик предельного уровня ДПУ-1		I		0,0028		0,0028		
Сигнализатор падения давления СПДМ-100		I		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 78КГ								
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 ПЗ-6		24		0,0006		0,0144		
сигнальная арматура АС-220		26		0,0002		0,0052		
кнопка управления КЕ-011УЗ		12		0,0003		0,0036		
реле времени З-220		I		0,0024		0,0024		

Продолжение табл. 78

I	!	2	!	3	!	4	!	5
звуковая сигнализация "Ревун"	1	0,0043		0,0043				
Сужающее устройство ДКН	2	0,0008		0,0016				
Регулятор уровня поплавковый РУШ	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 ОМ	6	0,0003		0,0018				
Итого на I компрессорную станцию				0,1679				69
42.2. Местный щит автоматики компрессора 7ВКГ								
Термометр взрывобезопасный ТПП-4	1	0,0103		0,0103				
Регулятор давления РД-1	5	0,0012		0,0060				
Манометр технический МСШ	3	0,0003		0,0009				
Итого:				0,0172				70
42.3. Щит управления компрессором 7ВКГ								
Реле промежуточное РПУ-0-9И	18	0,0006		0,0108				
Кнопки управления К-3-2П	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-2И	2	0,0041		0,0082				
Всего на I компрессорный агрегат				0,0341				71
43. Средства КИПиА, установленные на установке по очистке газа моноэтаноламидами								
Манометр технический ОМ	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 ПВГО.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 I,15.

Т а б л и ц а 79

Монтаж и наладка средств автоматизации и телемеханизации

Выполняемая работа	! Единица ! ! измере- ! ния !	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 из- !мерения !	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 ! !норма- ! !тива !
	! 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 произ- водительность котлов, Tкал/ч	!Нормативы численности на I смену при коли- !честве производимых анализов в смену, до				!Номер ! !норма- ! !тива !
	! 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	I,0	3
	а	б	в	г	

Т а б л и ц а 83
Обслуживание хлораторных установок

Обслуживаемое оборудование	! Норматив численности на одну смену !	! Номер ! ! норма- ! тива
Хлораторы типа ЛОНИИ-100, аммонизаторы ЛОНИИ-100, деклораторы 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.

Т а б л и ц а 84
Обслуживание насосных станций водоснабжения, канализации, водоочистных станций, водогазовоздухораспределительных будок

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

XIII. Производство лабораторных работ

Т а б л и ц а 85
Обслуживание лабораторий резервуарных парков

Обслуживаемые объекты	! Нормативы численности !			! Номер ! ! норма- ! тива
	! на одну ! ! смену на ! ! объект !	! дополни- ! ! тельно ! ! в дневную ! ! смену !	!	
I	!	!	!	!

- I. Резервуарные парки с количеством установок по подготовке нефти:
- | | | | |
|---|---|---|---|
| одна деэмульсационная установка | - | I | I |
| две деэмульсационные установки или одна УКПН, или одна ЭМОУ | I | - | 2 |

Продолжение табл. 85

	1	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 1 лаборант в каждую смену.

Т а б л и ц а 86
Производство лабораторных работ

Выполняемая работа	Нормативы	Номер
	численности на 100 ра- бот (анали- зов)	норма- тива
1	2	3
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, H_2O_2 , HCl, $Ag(NO_3)_2$, Y , $CaCl_2$, $BaCl_2$, $Hg(NO_3)_2$, $NaOH$ 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-ЭМД, ЛХМ-80 и ОРСа		
а) на приборах ЛХМ-ЭМД, 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

	1	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 селикагеля		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), селикагель (500 г)		0,6721	14
7. Подготовка и мытье пробоборной 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 пробоборник		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 титле (ГОСТ 6356-75) (на две навески):			
а) на приборе Мартенс-Пенского			
для нефти с температурой вспышки до 50 ⁰ С		0,0576	26
для нефти с температурой вспышки свыше 50 ⁰ С		0,0816	27
б) на приборе ПВЭН (прибор вспышки электрический для нефтепродуктов):			
для нефти с температурой вспышки до 50 ⁰ С		0,0528	28
для нефти с температурой вспышки свыше 50 ⁰ С		0,0768	29

	1	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 ВКЖ, 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

	1	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 абсорбции (на один анализ)		0,0235		71
28.	Определение содержания смолистых веществ:				
	а) сернокислотным методом (ГОСТ 2550-44) (на две навески)		0,0202		72
29.	Определение содержания асфальтенов горячим способом Гольде (на две навески)		0,3533		73
30.	Определение содержания парафинов в нефти:				
	а) способом вымораживания в спирто-эфирной или другой смеси (на одну навеску)		0,2424		74
	б) способом Энглера-Гольде		0,1383		75
	в) способом Энглера-Гольде с попутным отделением кокса (на одну навеску)		0,1968		76
	г) способом ВНИИП с ускоренным методом обес- соливания 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		0,0293		79
	для нефти		0,0413		80
	б) метод потенциметрического титрования (ГОСТ 11362-76) (на две навески)		0,0226		81
33.	Определение оптической плотности нефти фото- электрокалориметром:				
	на две параллельные навески		0,0480		82
34.	Определение фракционного состава нефти и ос- ветленных нефтепродуктов (ГОСТ 2177-66) (на одну навеску)		0,0552		83
35.	Определение компонентного состава нефти на при- боре 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) фрак- ций 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 замультивированной 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 бутыл до 10 л		0,0125	106
б) в бутыл свыше 10 л		0,0240	107
в) в пробоборник или резиновую подушку		0,0106	108
г) в раствор уксуснокислого кадмия в склянке Дрекселя		0,0706	109

	1	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 газозоудушной среде на приборе УТ-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

1	!	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 (бутылки) в газометры	0,0082	I32		
Анализ бензина				
68. Отбор проб:				
а) в бутылку	0,0058	I33		
б) в пробоборник	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 ВМ:			
	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 11362-76) (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		I7I
IO2. Определение коксусемости масла (ГОСТ I932-74) (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 осаднением 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		I8I
IO8. Определение сульфата SO_4 в воде хроматным методом		0,0773		I82
IO9. Определение общей жесткости воды (ГОСТ 4151-72)		0,0091		I83
II0. Определение Са в воде		0,0101		I84
III. Определение карбонатности (общей щелочности) воды		0,0067		I85
II2. Определение хлор-иона в воде		0,0115		I86
II3. Расчет результатов шестикомпонентного анализа		0,0139		I87
II4. Выписка паспортов на воду после шестикомпонентного анализа		0,0043		I88
II5. Обработка результатов шестикомпонентного анализа воды после расчета на ЭИМ		0,0096		I89
II6. Определение водородного показателя:				
а) при помощи прибора pH-метра		0,0134		I90
б) при помощи универсального и эталонного индикаторов		0,0086		I9I
в) при помощи универсальной индикаторной бумаги		0,0005		I92

	1	2	3
117. 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
118. Определение содержания сухого и прокаленного остатка (солей) в воде (ГОСТ 18164-72)		0,0461	195
119. Подготовка пластовой воды для определения йода		0,0096	196
120. Определение содержания брома и йода в воде		0,0547	197
121. Определение содержания бора в воде		0,0528	198
122. 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
123. Определение содержания сернистого железа в воде		0,0446	202
124. Определение сероводорода в воде:			
а) без консервирования		0,0382	203
б) с консервированием		0,0192	204
125. Определение содержания кремния в воде		0,0144	205
126. Определение содержания фтора в воде		0,0178	206
127. Определение кислорода в воде:			
а) методом сравнения		0,0110	207
б) методом титрования		0,0250	208
128. Определение содержания фосфатов в воде		0,0192	209
129. Определение наличия масла в воде		0,0014	210
130. Определение поверхностного натяжения вод на границе керосин-вода при помощи сталогмометра		0,0720	211
131. 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 БашНИПнефти)		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 углекислоты 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 пластиковой 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 диссоцианов 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

	1	2	3
153. Определение начала и конца схватывания цементного раствора при помощи прибора "Игла-Вика"		0,0283	238
154. Определение начала загустевания цементного раствора при помощи консистометра КЦ-3		0,1104	239
155. Приготовление цементного камня		0,0149	240
156. Испытание цементного камня на излом:			
а) на приборе МИИ-100		0,0048	241
б) на рычажных весах		0,0144	242
157. Определение тонкости помола цемента		0,0960	243
158. Определение нормальной плотности теста на приборе "Вика"		0,0096	244
159. Определение равномерности изменения объема цементного теста		0,0048	245
160. Определение удельного веса цементного раствора пикнометром		0,0120	246
161. Определение удельного веса цемента в волнометре Ле-Шателье и Кандлю		0,0480	247
162. Определение предела прочности при одноосном сжатии		0,0240	248
163. Определение предела прочности на изгиб прибором Михаэлиса		0,0154	249
164. Проба лепешек из цементного теста кипячением		0,1920	250
165. Отбор средней пробы цемента квартованием		0,0096	251
166. Подготовка "кольца Вика" к заполнению цементным раствором (тестом)		0,0043	252
167. Подготовка форм к заполнению цементным раствором для получения образцов, подлежащих испытанию на изгиб и сжатие		0,0130	253
Прочие работы			
168. Доведение фильтров до постоянного веса:			
а) обеззоленные фильтры		0,0110	254
б) мембранные фильтры		0,0048	255
169. Определение концентрации раствора деэмульгатора		0,0384	256
170. Определение концентрации щелочи		0,0110	257
171. Определение скорости движения воздуха анемометром		0,0115	258
172. Определение влажности воздуха психрометром		0,0077	259
173. Приготовление индикаторных трубок		0,0086	260

Продолжение табл. 86

I	!	2	!	3
П74. Прием пробы от заказчика		0,0014		261
П75. Определение содержания пыли чугуна в воздухе производственных помещений		0,0312		262
П76. Калибровка газометра		0,0422		263
П77. Определение паров ртути в воздушной среде		0,0778		264
П78. Определение содержания щелочных и масляных аэрозолей в воздушной среде:				
а) щелочных		0,0413		265
б) масляных		0,0768		266
П79. 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
Покрyтие бакелитовыми лаками, эпоксидными смолами	0,085	4

Т а б л и ц а 88

Изготовление металлоконструкций

Наименование работ	Нормативы численности на 1 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 1 места об- рудования, мате- риалов, в тоннах	Нормативы численности на погрузку (выгрузку) 1000 т			Номер норматива
	автомобильными кранами	тракторными кранами	погрузка - вручную разгрузка 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	
		- 164 -		

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	трайлерах	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	

Т а б л и ц а 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, душевные и т.п.)	2,3	2

Т а б л и ц а 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 численности на 1000 чел. рабочих	Номер норматива
Сбор спецодежды для отправки в химчистку, мелкий ремонт спецодежды, ведение учета и выдача спецодежды	1,00	1
Ремонт спецобуви	1,00	2

Т а б л и ц а 96
Складские работы

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

РАЗДЕЛ II

МЕТОДИКА РАСЧЕТА НОРМАТИВОВ ЧИСЛЕННОСТИ

Помещенные в сборнике нормы 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:

$$2083 \text{ ч} / (365 - 52 - 7_1) \cdot 6,83 - 7_2 / 4$$
$$\text{или } 306 \text{ дням } / (365 - 52 - 7_1 / 4);$$

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 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 11, 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 плано-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
---	---	---

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

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

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

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

$$2 \cdot I = 2 \text{ ремонта.}$$

3. Определяется количество ремонтных циклов за нормативный срок службы оборудования

$$2 + I = 3 \text{ цикла, где}$$

I - последний межремонтный период перед списанием.

4. Определяется длительность ремонтного цикла в календарном времени

$$II : 3 = 3,67 \text{ года, где}$$

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

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

Трудоемкость по станочным и электросварочным работам при одном капитальном и одном текущем ремонте определена в процентах к трудоемкости слесарно-сборочных работ при тех же видах ремонта по величинам, которые сложились при аналогичных расчетах, принятых в сборнике "Типовые нормативы численности рабочих и нормы обслуживания оборудования нефтегазодобывающих управлений" изд. 1975 г., т.е. слесарно-сборочные работы - 70%, станочные - 28%, электросварочные - 1%, прочие - 1%.

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

Продолжение таблицы

1	!	2
Таблица 36	альной и групповой установок ужесточена на 18% в связи с пересмотром сборников норм времени на работы, выполняемые при ремонте оборудования.	Нормативы рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени. Нормы времени приняты по сборнику "ЕНБ на слесарный ремонт нефтепромышленного оборудования" - М.: ЦНИСнефть, 1985. Трудоемкость выполнения станочных и прочих работ дополнительно устанавливается в размере 30%.
Таблица 37	Нормативы рассчитаны на основе "Системы технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромышленного оборудования в нефтяной промышленности" - М.: ВНИИОЭНГ, 1982.	Трудоемкость капитальных ремонтов определена по сборникам "Типовые нормы времени на ремонт насосов, ч. 1, II, 1983. "ЕНБ на ремонт лопастных и роторных насосов в нефтяной промышленности" - М.: ЦНИСнефть, 1984.
Таблица 38	Нормативы численности заимствованы из сборника "Нормативы численности рабочих газоперерабатывающих заводов нефтяной промышленности" - М.: ВНИИОЭНГ, 1982.	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.
Таблица 39	Нормативы рассчитаны на основе "Положения о планово-предупредительном ремонте технологического оборудования заводов, перерабатывающих нефтяной газ" - ВПО Совнефтегазпереработка, 1980.	Трудоемкость монтажно-демонтажных работ определена по сборнику "Единые нормы времени на монтаж и демонтаж нефтепромышленного оборудования" - М.: ЦНИСнефть, 1983.
Таблица 40	Нормативы рассчитаны на основе "Временного положения о планово-предупредительных ремонтах нефтепромышленного оборудования", разработанного ЦНИИ объединения Татнефть в 1970 г.	
Таблица 41	Нормативы рассчитаны по сборнику "Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики" - М.: Энергия, 1984.	Трудоемкость ремонта, принятая в системе планово-предупредительного ремонта, ужесточена на 18% в связи с пересмотром норм времени на эти виды работ.

Продолжение таблицы

1	1	2
Таблица 42	Норматив определен методом статистических группировок.	
Таблица 43, 44	Нормативы рассчитаны по сборнику "Система планово-предупредительного ремонта оборудования в сетях промышленной энергетики". - М.: Энергия, 1984.	
Таблица 45	Нормативы рассчитаны на основе "Системы технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромыслового оборудования в нефтяной промышленности". - М.: ВНИИОЭНГ, 1982. Трудоёмкость 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, трудоёмкость которых принята равной 30% от общей трудоёмкости всех видов ремонтов. Трудоёмкость 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. Трудоёмкость ремонта, принятая в системе планово-предупредительного ремонта, ужесточена на 12% по данным сборника "РНВ на слесарные работы на буровых предприятиях", НИС Куйбышевнефть, разработанного в 1979 г.	
Таблица 48	Нормативы заимствованы из сборника "Типовые нормативы численности и нормы обслуживания оборудования нефтегазодобывающих управлений". - М.: ВНИИОЭНГ, 1975. В связи с пересмотром сборников норм времени на виды работ, встречающихся при ремонте регенерационных установок, нормативы численности на каждый вид ремонта ужесточены на 8%.	
Таблица 49	Нормативы численности заимствованы из сборника "Нормативы численности рабочих газоперерабатывающих заводов нефтяной промышленности". - М.: ВНИИОЭНГ, 1983.	
Таблица 50	Нормативы рассчитаны по системе планово-предупредительного ремонта, разработанной ЦНИЛ объединения Куйбышевнефть в 1968 г.	

Продолжение таблицы

I	1	2
		Трудоемкость ремонта, принятая в системе ПНР, 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 - СибиНИИП, 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 ПНР, 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	Нормативы установлены в соответствии с Постановлением Государственного комитета Совета Министров СССР по вопросам труда и заработной платы от 31 октября 1974 г. № 301.	
Таблица 75	Нормативы установлены в соответствии с Постановлением Государственного комитета Совета Министров СССР по вопросам труда и заработной платы от 20 февраля 1963 г. № 49 и от 17 июля 1968 г. № 178.	
Таблица 76	Нормативы численности рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени.	
Таблицы 77,78	Нормы времени приняты по сборнику "Нормы времени на глушение скважин кислотью в условиях Западной Сибири", разработанного НИС объединения Татнефть в 1986 г. 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".-Анжижан,1976 и материалов Главтмненнефтегаза.	
Таблицы 79,80	нормативы численности рассчитаны методом статистических группировок.	
Таблицы 81,82,83,84,85	Нормативы рассчитаны по трудовым затратам.	
Таблица 86	Нормативы рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени. Нормы времени на определение анализов приняты по сборнику "Типовые нормы времени на лабораторные работы в нефтедобыче",-М.; ЦНИСнефть, 1987.	
Таблица 87	Нормативы рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени.	
Таблица 88	Нормативы заимствованы из сборника "Нормативы численности рабочих вышкомонтажных управлений и контор Главтмненнефтегаза",-Тюмень, 1980.	
Таблицы 89,90	Нормативы рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени.	
Таблица 91	Нормативы рассчитаны методом прямого нормирования рабочего времени. Общая трудоемкость работ определена по формуле	

1	2
---	---

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

- 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;
 y - 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 ТА нефть.

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 дегарифинизации скважин;
- индивидуальная установка для обора, замера жидкости;
- групповая установка для обора, замера жидкости;
- дозаторная установка;
- центральная трапная установка;
- нефтяной колодец.

Нормативы численности на обслуживание указанного оборудования и объектов (за исключением отделенных и неуправляемых фонтанных скважин, групповых установок с термохимической подготовкой нефти и с печами подогрева, диспетчерских пунктов, центральных траллиных 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, электропогружными насосами или фонтанно-компрессорной арматурой, установки для сбора, замера жидкости осматривать и проверять для нормальных условий их эксплуатации достаточно не более одного раза в сутки, телемеханизированные скважины - 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 и 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

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

где $\sum N_{\text{вр}} \pi$ - 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

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

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

100 - количество работ, заложенное в расчет нормативов;

$$T_{\text{см}} - 492 \text{ мин};$$

$$T_{\text{пз}} - 42 \text{ мин};$$

$$T_{\text{ф}} - 254 \text{ дня}.$$

Затраты времени на переезды замерщиков, пробоборщиков 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 нефтегазо-добывающих 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

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

где $N_{\text{вр}}$ - 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;

$T_{\text{см}} = 492$ мин ;

$T_{\text{пз}} = 42$ мин;

$T_{\text{ф}} = 254$ 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 промышленно-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 ЦНИИР к исследуемым объектам приняты в размере 20% от нормативной численности на исследование скважин согласно слодному балансу рабочего времени нефтегазодобывающих объединений.

5. Обслуживание оборудования и объектов по сбору попутного газа (таблица 3I)

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

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

где $\sum N_{вр} \cdot a$ - 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

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

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

π - 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

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

где $\sum T_{р} \cdot \pi$ - 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

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

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

IO - количество насосов, принятое в расчет;

T_{Φ} - 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 плано-предупредительного ремонта эксплуатационного оборудования на нефтяных промыслах по категориям ремонтной сложности, разработанным объединением Татнефть, изд. 1970 г., по формуле

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

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

Π - количество ремонтов, приходящихся на год;

T_{Φ} - 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.

- 181 -

$$N_{\text{ч}} = \frac{\sum T_{\text{РС}} \cdot \Pi}{T_{\text{Ф}}},$$

где $T_{\text{РС}}$ - трудоемкость выполнения каждого вида ремонта, чел.-час;
 Π - 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 ЦНИИ 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 ТМН 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

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

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_{Φ} - 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 ЭН, по формуле

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

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

T_{Φ} - 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 Главмненнефтегаза", - М.: ВНИИОЭНГ, 1984.

Нормативы численности на ремонт контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации, 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

$$H = \frac{T_p \cdot n}{T_{\Phi}},$$

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

$$H_{\text{ч}} = \frac{H_{\text{вр}} \cdot 100}{T_{\Phi}},$$

где $H_{\text{вр}}$ - 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 резкопересеченной местности, 4 км при пересеченной и 5 км при равнинной местности.

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

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

4. При расчетах нормативной численности рабочих применяются два коэффициента:

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

$K_{\text{н}}$ - коэффициент невыходов, учитывающий планируемые для предприятия невыходы рабочих в дни отпуска, болезни, выполнения государственных обязанностей. Порядок расчета коэффициента невыходов приведен в п.7 настоящих указаний.

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

прерывном (работа не производится в выходные и праздничные дни)

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

непрерывном (работа производится в выходные и праздничные дни)

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

где $Ч_С$ — среднесписочная численность рабочих;

$Н_Ч$ — норматив численности;

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

K_H — коэффициент подмены;

K_H — коэффициент невыходов;

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

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

$$K_H = \frac{T}{T - B},$$

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 значении "B" исключается число отработанных праздничных дней.

Величина коэффициента подмены составит:

$$K_{\text{п}} = \frac{365}{365 - 52} I, \text{ I}7.$$

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

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

где $T_{\text{н}}$ - 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 сделанных 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 неме- лемеханизиро- ванные		Объекты телеме- ханализированные	
			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
1	2	3	4	5	6	7

I. Глубиннонасосная эксплуатация скважин

1. Внешний осмотр СКН, проверка нагрева полдрованного штока, редуктора, исправности канатной подвески, проверка заземлений, состояния всех ограждений (наружного, КШИ 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 в редукторе (с остановкой дук- и запуском СКН)	I ре- тор	3,3	48	158,4	48	158,4
4. Подтяжка тексропных ремней (с остановкой и запуском СКН)	I эл. дв.	3,9	12	46,8	12	46,8
5. Смена тексропных ремней в случае непригодности	—"	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 набивки СУСГ (без стравливания затрубного газа, нормируется 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, I		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 пробоотборного крана (вентиля)	I кран	2,7	5	13,5	5	13,5
12. Смена пробоотборного крана (вентиля) (со стравливанием газа, закрытием задвижки)	"-	13,2	I	13,2	I	13,2
13. Смена сальниковой набивки пробоотборного крана (вентиля) (со стравливанием газа, отключением, запуском в работу)	"-	13,0	I	13,0	I	13,0
14. Смена уплотнительных прокладок фланцевых соединений на устье скважины (со стравливанием газа, отключением, запуском в работу)	I скв.	40,0	I	40,0	I	40,0
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.	I, I	I2	I3,2	I2	I3,2
19. Набивка смазки и задвижки (краны) фонтанной арматуры (обвязки устья скважины)	I кран	7,5	I2	90,0	I2	90,0
20. Проверка состояния задвижек в нефтяных и газовых колодцах на нефтепроводе	-"	3,6	4	I4,4	4	I4,4
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	I5,2	2	I5,2
23. Подготовка скважины к исследовательским работам, к ПРС	-"	4,9	2	9,8	2	9,8
24. Проверка работы штанговращателя и его наладка	I штанговращатель	8,6	I2	I03,2	I2	I03,2
25. Подвязка поводка штанговращателя, установка и крепление	-"	I4,5	I2	I74,0	I2	I74,0
26. Участие в планировке площадок вокруг скважины механизированным способом	I скв.	I8,4	I	I8,4	I	I8,4
27. Планировка территории вокруг устья скважины вручную	-"	28,4	2	56,8	2	56,8
28. Покраска арматуры вручную	-"	75,0	I	75,0	I	75,0
29. Покраска оборудования СК вручную	-"	360	0,3	I08,0	0,3	I08,0
30. Участие в уравнивании СК передвижением роторных противовесов	-"	65,4	2	I30,8	2	I30,8

Продолжение приложения I

I	2	3	4	5	6	7
31. Участие в уравновешивании СК с изменением числа роторных противовесов	I скв. I44		2	288,0	2	288,0
32. Установка заглушки на задвижку (без стравливания газа)	I скв.	2,3	I	2,3	I	2,3
Итого:				6241,95	5366,35	

2. Эксплуатация скважин электроподружными насосами

I. Внешний осмотр: станции управления, автотрансформатора, оборудования на устье скважины, осмотр эл.кабеля от СУ до устья скважины, проверка состояния сальника на месте ввода эл.кабеля в скважину, проверка заземления металлических частей	I скв.	2,5	365	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 пробосторного 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.	4,2	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.	"-	50,0	1	50,0	1	50,0
паром	"-	43,8	1	43,8	1	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 (Р _{буф.} , Р _{линейн.} , Р _{мелкол.}). Замер расхода газа и температуры	-"	3,0	1095	3286,0	365	1005,0

Продолжение приложения I

I	2	3	4	5	6	7
4. Проверка 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 пробоборного крана (вентилля)	I кран	3,0	5	15,0	5	15,0
7. Смена сальниковой набивки на задвижках на устье скважины, выкидной и газовой линиях с останковкой 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 пробоборного крана (вентилля)	I кран	10,8	2	21,6	2	21,6
10. Смена пробоборного крана (вентилля)	"-	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 (I 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	I	30,5	I	30,5
22. Смена сальниковой набивки на головке дубликатора	I дубр.	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

Для скважин с интенсивным отложением парафина

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, химреагента в скважину	70,0
3. Очистка нефтепроводов от парафина при помощи резиновых "торпед" (пуск "торпед" от скважины и прием на групповой установке)	30,0
4. Участие оператора в пропаривании НКТ и штанг при работающем ЦНГ	205,0
5. Участие оператора в промывке скважины горячей нефтью	120,0

Для скважин с интенсивным отложением песка

6. Участие оператора в промывке выкидной линии от песка	41,9
7. Подготовка скважины для промывки от песчаной пробки	70,3

Для скважин с большим газовым фактором

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 депарфинизации скважин

выполняемая работа	Норма време- ни на выпол- нение одной рабо- ты, 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 I сутки	I раз I раз в I сутки	I раз в сутки	реже I раз за I 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 давлени- я 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

1	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 времени на выпол- нение одной работы, чел.- мин.	Нетелемехани- зированная установка		Телемеханизи- рованная уста- новка	
			Коли- чест- во работ в год	Норма време- ни на годо- вой объем работ, чел.- мин.	Коли- чест- во ра- бот в год	Норма време- ни на годо- вой объем работ, чел.- мин.
I	2	3	4	5	6	7
1. Проверка работы гидро- циклонной головки и дебитометра, буллитов, 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 входе	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 мано- метров	-"-	3,3	365	1204,5	182,5	602,25
7. Снятие показаний счетчиков	-"-	3,8	365	1387	182,5	693,5
8. Очистка ПУ 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

Приложение 6

Нормы времени на обслуживание индивидуальной
установки для сбора и замера
жидкости

Выполняемая работа	Норма времени на выпол- нение одной работы, чел.- мин	Нетелемеханизиро- ванная 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

Переход (переезд) одного километра с грузом по местности:

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 I2

Нормы времени на отбор проб нефти из резервуаров

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

Приложение I3

Нормы времени на обслуживание нагнетательных скважин

Выполняемая работа	Норма времени на выполнение одной работы, чел.-мин	Количество работ в год	Нормы времени на годовой объем работ, чел.-мин
I	2	3	4
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 IЗ

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 работн, чел.-мин
А. Замер дебита	
I. Замер дебита при помощи мерника на индивидуальной установке	9,0*
II. Замер дебита скважин на групповой установке	
1. 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	
1. 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 пере-
крывается другими работами.

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

Выполняемая работа	Норма вре- мени на на- одну рабо- ту 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

Глубиннонасосная эксплуатация скважин

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 АэИИмаш-8, II	51,0	80,5	110,0	169,0	228,0	287,0	346,0
Б. Лебедка-АПЭД, 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
заосиноного давления через меж- трубное пространство							
А. Лебедка АэИИмаш-8,II	58,7	102,5	132,0	191,0	250,0	309,0	308,0
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 АэИИмаш-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 АэИИмаш-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

м. на низкопродуктивных скважинах (менее 0,3 т/сут.ат.)	190,0	222,0	254,0	318,0	382,0	446,0	510,0
II. Снятие кривой восстановления уровня (КВУ)	288,2	288,2	288,2	288,2	288,2	288,2	288,2
II.2. Снятие индикаторных кривых (на 2 режима откачки)	199,3	199,3	199,3	199,3	199,3	199,3	199,3
II.3. Исследование на периодическую эксплуатацию	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3
II.4. Отбивка песчаных пробок	24,5	38,0	51,5	78,5	105,5	132,5	159,5
II.5. Замер дебита жидкости с помощью штуцера	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
II.6. Замер дебита газа	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
II.7. Исследование работы глубинных на- сосов при помощи динамографа	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0
II.8. Отбор глубинных проб нефти	72,0	101,5	131,0	190,0	249,0	308,0	367,0
II.9. Наблюдение скважин, отбивка забоя	29,0	58,5	88,0	147,0	206,0	265,0	324,0
<u>Фонтанно-компрессорная эксплуатация скважин</u>							
I. Замер забоя или уровня жидкости в скважине	34,8	49,2	63,6	92,4	121,2	150,0	178,8
II. Замер водораздела в скважине желонкой	34,8	49,2	63,6	92,4	121,2	150,0	178,8
III. 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

	1	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. Падение уровня наосно-компрессорных труб	21,0	31,5	42,0	63,0	84,0	96,0	116,0
18. Смена штуцеров	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
19. Исследование скважин КБУ	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4

Эксплуатация скважин, оборудованных ЭПН

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 колонной	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 орфайсом	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
6. Отбивка динамического уровня с помощью РММ-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) регистрирующих	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
II. 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 пластического 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 отбівке Нст	286,4	286,4	286,4	286,4	286,4	286,4	286,4
б) при замере Рпл (на 3 режима откачки)	356,2	356,2	356,2	356,2	356,2	356,2	356,2
I5. Снятие кривых удельных весов I0 точек	245,9	259,4	272,9	299,9	326,9	353,9	380,9
I6. Замер дебита скважин	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
I7. Замер газового фактора	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0
I8. Отбор глубоких проб нефти и воды пробоборняком типа ПД-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 тра. 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>								
1.	Замер забоя, уровня жидкости, водораздела в скважине	34,8	49,2	63,6	92,4	121,2	150,0	178,8
2.	Замер пластового давления и температуры глубинным манометром	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
3.	Замер пластового давления по кривым неполного восстановления буферного давления	76,8	76,8	76,8	76,8	76,8	76,8	76,8
4.	Замеры уровней и пластовых давлений	106,6	120,1	133,6	160,6	187,6	214,6	241,6
5.	Замер буферного давления	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
6.	Замер поинтервальных давлений	265,9	279,4	292,9	319,9	346,9	373,9	400,9
7.	Снятие кривых восстановления пластового давления							
	а) на высокопродуктивных скважинах (более 0,5 т/сут.ат)	322,9	335,4	347,9	372,9	397,9	422,9	447,9
	б) на среднепродуктивных скважинах (0,2-0,5 т/сут.ат)	134,3	146,8	159,3	184,3	209,3	234,3	259,3
	в) на низкопродуктивных скважинах (менее 0,2 т/сут.ат)	167,0	179,5	192,0	217,0	242,0	267,0	297,0
8.	Определение герметичности колонны	269,2	282,7	296,2	323,2	350,2	377,2	404,2

Приложение I6

Нормы времени на обслуживание оборудования
и объектов по сбору попутного газа

Выполняемая работа	Единица измерения	Объем работ	Норма времени на выполнение одной работы, чел-час	Количество работ в год	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 замазочности	-"	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 газе					
Проверка давления в бул-те, проверка работы отсека-теля газа, проверка ра-боты 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	16,96	106,66
СКН 10-3012	- " -	"	25,82	73,30	96,82	18,33	115,15
7СКВ-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) скважины 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 прокладку	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 прокладку	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 прокладку	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	

15-35 П

9. Изготовить прокладку под крышку локва 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 локва 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 гдужие 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 зашлифовать	0,21	0,21	0,21	0,21	0,30	0,33	-	0,47	0,52

-225-

Продолжение приложения 18

	1	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 и 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. Запаять 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	III
Итого:	-	-	1087
2. Капитальный ремонт булитов			
гидроциклонной головки	2755	0,125	344
	836	0,125	105
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 втулку 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

1	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 проверить нагнетательный клапан	-	-	0,16	0,05
23. Произвести ревизию всасывающих клапанов, заменить негодные детали на основном и дублирующем клапанах	-	-	0,29	-
24. Зачистить наружную поверхность насоса	-	-	0,14	-
25. Промыть и очистить от грязи детали узла цилиндра, проверить состояние деталей	0,12	0,12	0,12	-
26. Промыть и очистить от грязи детали узла плунжера, проверить состояние деталей	0,10	0,10	0,11	-
<u>Сборка узла цилиндра</u>				
27. Установить кожух в тиски, очистить и собрать комплект втулок на скалку, внести скалку с втулками в кожух, завернуть стяжные муфты и закрепить, извлечь скалку из насоса, снять цилиндр с тисков	0,40	0,40	-	-
<u>Сборка замковой опоры</u>				
28. Установить опорную муфту в тиски, установить в опорную муфту пружинный якорь, опорное кольцо и вернуть переключатель, 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 шпатель, 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 (шпатель или конус доводья) 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 шпатель 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 патрубко-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 (ЮНМК-2)	К-5Т-К	3,7	26,2	86,6	35,4	23,4	58,8
ЦНС-38x44...220 (ЗМС-10), ЦНС-60x66...330 (АМС-10)	К-5Т-К	3,7	9,4	31,3	12,8	8,5	21,2
ЦНС-38x25...250 (ЗМС-7), ЦНС-106x98...490 (ЗМС-10)	К-5Т-К	3,7	11,4	37,9	15,4	10,2	25,6
ЦНС-180x85...425 (ЗМС-7)	К-5Т-К	3,7	33,1	110,6	44,7	29,9	74,6
ЦНС-180x476...680 (ЗМС-10)	К-5Т-К	3,7	47,3	157,6	63,9	42,6	106,5
ЦНС-300x120...600 (ЗМС-7), ЦНС-300x600...1200 (ЗМС-10)	К-5Т-К	3,7	27,3	91,0	36,9	24,6	61,5
Насосы поршневые:							
НПР	К-11Т-К	2,2	33,0	110,1	165,0	50,0	215,0
ЭМПР, 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 РИИ	К-5Т-К	2,2	9,0	30,1	20,5	13,7	34,2	
Рабочая среда - сырая сернистая нефть								
Насосы центробежные:								
ДЭ20х50(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:

АЯЦ-150, АЯЦ-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-180x86...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), ЦНС-360x600...1200(8МС-10)	К-5Т-К	1,7	28,0	93,2	82,3	54,8	137,1

I	2	3	4	5	6	7	8
Рабочая среда - товарная сернистая нефть							
Насосы центробежные:							
АЯП-150, АЯП-300	К-5Т-К	1,8	28,0	93,2	77,8	51,8	129,8
ДБ30х90(8НДВ)	К-7Т-К	1,8	23,1	77,0	89,8	42,8	132,6
8НГД-6х1, 10НГД-6х1	К-5Т-К	1,8	26,4	88,0	73,3	48,9	122,2
8НГД-9х3	К-5Т-К	1,8	25,5	85,0	70,8	47,2	118,0
8НД-9х3, 10НД-10х2	К-7Т-К	1,8	25,3	84,3	98,4	46,8	145,2
НК-200/120-70	К-5Т-К	1,8	7,7	25,7	21,4	14,3	35,7
ЦН-400х105	К-7Т-К	1,8	16,3	54,4	63,4	30,2	93,6
ЦНС-38х44...220(5МС-10), ЦНС-60х66...330(4МС-10)	К-5Т-К	1,8	9,8	32,7	27,2	18,2	45,4
ЦНС-38х25...250(5МС-7), ЦНС-105х98...490(5МС-10)	К-5Т-К	1,8	11,9	39,7	33,1	22,0	55,1
ЦНС-180х85...425(6МС-7)	К-5Т-К	1,8	34,2	114,0	95,0	63,3	158,3
ЦНС-180х476...680(6МС-10)	К-5Т-К	1,8	48,5	161,8	134,7	85,9	224,6
ЦНС-300х120...600(6МС-7), ЦНС-300х600...1200(8МС-10)	К-5Т-К	1,8	28,0	93,3	77,8	51,8	129,6
Рабочая среда - бензин							
Насосы центробежные:							
4Н-5х4	К-5Т-К	2	12,8	42,7	32,0	21,3	53,3
4Н-5х8С	К-5Т-К	2	42,6	142,1	106,5	71,0	177,5
4НГ-5х4	К-5Т-К	2	19,6	65,4	49,0	32,7	81,7
5НГ-5х2	К-5Т-К	2	10,6	35,4	26,5	17,7	44,2
6НГ-7х2	К-5Т-К	2	25,2	84,0	63,0	42,0	105,0

4НГК-5х1, 6НГК-9х1, 6НГК-6х1	К-5Т-К	2	23,3	77,5	58,3	38,8	97,1
6НГД-6х1М, 8НГД-6х1М	К-5Т-К	2	37,3	124,3	93,3	62,2	155,5
8НГД-9х2	К-5Т-К	2	25,3	84,3	63,2	42,2	105,4
6НД-10х4, 8НД-6х1	К-5Т-К	2	37,3	124,3	93,3	62,2	155,5
8НД-9х3	К-5Т-К	2	25,2	84,0	63,0	42,0	105,0
НК-200(120-70)	К-5Т-К	2	7,7	25,7	19,3	12,8	32,1
Насосы поршневые 9МГР	К-9Т-К	1,8	33,1	110,3	147,1	61,3	208,4

Рабочая среда - поверхностно-активные
вещества (ингибиторы, реагенты)

Насосы центробежные: вихревые типа ВКзВНС	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 дозирочные: 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	26,0	93,2	70,0	77,7	147,7
Д630х90(8НДВ)	К-3Т-К	1,2	23,1	77,0	53,3	59,2	112,5
Д250х60(12НДС)	К-3Т-К	1,2	24,9	83,2	57,5	64,0	121,5
200Д-60, 300Д-90	К-3Т-К	1,2	6,3	20,9	14,5	16,1	30,6

Продолжение приложения 2Г

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
ІЗНА-8х4	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
ХВ/І8Д(І,5Х-6Д), ХВ/І8Е(І,5Х-6Е), ХВ/І8К(І,5-6К), ХВ/І8П(І,5Х-6П)	К-2Т-К	1,2	7,2	24,0	11,1	18,5	29,6
Х20/3ІІ(2Х-6ІІ)	К-2Т-К	1,3	6,6	22,0	17,2	16,9	34,1
У90/33Д(4Х-І2Д)	К-2Т-К	1,3	7,8	26,0	12,0	20,0	32,0
ХІ60/29Д(6Х-9Д)	К-2Т-К	1,3	8,3	27,7	12,8	21,3	34,1
ЦНС-250-І00, ЦНС-І50хІ00НЖ	К-3Т-К	1,3	11,8	54,8	27,9	43,1	71,0
ЦНС-38х44...220(5МС-І0), ЦНС-60х66...330(4МС-І0)	К-2Т-К	1,3	9,8	32,7	15,1	25,2	40,3
ЦНС-38х25...250(5МС-7), ЦНС-105х98...490(5МС-І0)	К-2Т-К	1,3	11,9	39,7	18,3	30,5	48,8
ЦНС-180х85...425(6МС-7)	К-2Т-К	1,3	34,2	114,0	52,6	87,7	140,3
ЦНС-180х476...680(6МС-І0)	К-2Т-К	1,3	48,5	161,8	74,6	124,5	199,1
ЦНС-300х120...600(8МС-7), ЦНС-300х600...1200(8МС-І0)	К-2Т-К	1,3	28,0	93,3	43,1	71,8	114,9
ЦНС-180х950...1195, 1422, 1900	К-3Т-К	1,3	49,8	166,0	114,9	127,7	242,6
Насосы поршневые: 9МГР-6І, 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:

АЯП-150, АЯП-300	К-2Т-К	1,2	28,0	99,2	46,7	77,7	124,4
200Д 60	К-Т-К	1,3	5,9	20,9	4,5	16,0	20,5
консольные типа К	К-Т-К	1,3	7,3	24,3	5,6	18,7	24,3
12НА-9х4	К-Т-К	1,3	29,0	96,7	22,3	74,4	96,7
6НК-9-1	К-2Т-К	1,3	22,0	73,3	33,8	56,4	90,2
фемальные 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-150х100НН	К-2Т-К	1,3	11,8	54,8	18,6	43,1	61,7
ЦНС-38х44...220(8МС-10)							
ЦНС-60х66...330(4МС-10)	К-Т-К	1,3	9,8	32,7	7,5	25,2	32,7
ЦНС-38х25...250(5МС-7)							
ЦНС-106х98...490(5МС-7)	К-Т-К	1,3	11,9	39,7	9,2	30,5	39,7
ЦНС-180х85...425(6МС-7)	К-Т-К	1,3	34,2	114,0	26,3	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)							
ЦНС-300х600...1200(8МС-10)	К-Т-К	1,3	28,0	93,3	21,5	71,8	93,3
ЦНС-180х950...1195, 1422, 1660, 1900	К-Т-К	1,3	49,8	166,0	38,3	127,7	166,0
ЦНСК-60х66...330(4МСК-10)	К-2Т-К	1,3	9,8	32,7	18,3	25,2	43,5
ЦНСК-300х120...600(8МСК-7)	К-2Т-К	1,3	28,0	93,3	43,1	71,8	114,9
Насосы поршневые:							
ЭМП	К-Т-К	1,3	33,1	110,3	25,5	84,8	110,3

Продолжение приложения 2Г

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-6Г	К-3Т-К	1,3	29,4	98,0	67,8	75,4	143,2

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)

$\frac{1000}{30}$	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

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<u>2600</u> 80	K-5T-K	I2	183	-	610	76,250	-	50,833	127,083
<u>1600-4500</u> 50			204	-	680	85,000	-	56,667	141,667
<u>3400-3800</u> 43			198	-	660	82,500	-	55,000	137,500
2. Колонны тарельчатые с круглыми колпачками									
<u>1000</u> 30	K-5T-K	I2	48	-	160	20,000	-	13,333	33,333
<u>1200</u> 30			51	-	170	21,250	-	14,167	35,417
<u>1400</u> 20			45	-	150	18,750	-	12,500	31,250
<u>1400</u> 30			54	-	180	22,500	-	15,000	37,500
<u>1400</u> 80			III	-	370	46,250	-	30,833	77,083
<u>1600</u> 37			93	-	310	38,750	-	25,833	64,583
<u>1600</u> 10			36	-	120	15,000	-	10,000	25,000
<u>1800</u> 30			72	-	240	30,000	-	20,000	50,000
<u>2000</u> 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 кол-
пачками

I000/3	K-5T-K	I2	I8	-	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		К-5Т-К	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 копачками круглыми/ве- лобчатыми										
<u>2000-3000</u> 20-20				150	-	500	62,500	-	41,667	104,167
<u>2200-3200</u> 18-18				144	-	480	60,000	-	40,000	100,000
<u>2800-3400</u> 18-18				165	-	550	68,750	-	45,833	114,583

187-3517

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

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

6. Теплообменник кожухотрубчатый с неподвижной трубной решеткой

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

-245-

Продолжение приложения 22

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10
820 444	K-7T-K	12	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	K-7T-K	12	42	-	140	24,500	-	11,667	36,167
8. Емкости, объемом, м ³									
4	K-7T-K	12	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									
	K-7T-K	12	18	-	60	10,500	-	5,000	15,500

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-ЭТ-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 противокоррозийной окраской, проложенный в траншеях, проходных и непроходных каналах, диаметр, мм

50	К-ЭТ-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-	Длитель-	Трудоемкость		Трудоемкость ремон-		
	тура ремонт- цикла	ность ремонт- цикла, годы	одного ре- монта, чел.-час	теку- щий	капи- таль- ный	теку- щий	капи- таль- ный
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-4Т-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-2Т-К	6	300	1000	90	150	240
8,2(6,5)	"	"	390	1300	117	195	312

Продолжение приложения 25

I	2	3	4	5	6	7	8
9,0(8,3)	K-2T-K	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	K-T-K	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	K-3T-K	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	K-3T-K	4	37	125	25	28	53

15	К-3Г-к	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
Солеустойчивые, 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

1	2	3	4	5	6	7	8
4-6	К-3Т-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 питательной воды, м³							
5	К-3Т-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-6Т-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-III-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 оте- нам зданий и в проходных каналах (на I км), с условным диаметром, мм							
50	K-I4T-K	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 I км), с условным диаметром, мм:							
50	K-I4T-K	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 I км), с условным диаметром, мм:							
до 25	K-IIT-K	12	90	350	74	26	100
50	"	"	100	400	82	29	111

75	K-11T-K	12	120	500	99	37	136
100	--"	"	180	700	148	52	200
150	--"	"	220	900	181	67	248

Внутренние трубопроводы

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

до 25	K-15T-K	16	70	300	59	17	76
50	--"	"	100	420	84	24	108
75	--"	"	150	600	126	34	160
100	--"	"	200	800	169	45	214
150	--"	"	260	1050	220	59	279
200	--"	"	320	1300	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	15	50	200	27	11	38
50	--"	"	70	300	38	18	56
75	--"	"	100	400	54	24	78
100	--"	"	150	550	81	33	114
150	--"	"	170	700	92	42	134
200	--"	"	220	900	118	54	172

Основные показатели системы планового ремонта дымоходов
и вентиляторов

Наименование оборудования	Струк-тура ре-мон-тного цикла	Дли-тель-ность ре-мон-тного цикла, голн	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов, в расчете на год, чел.-час		Всего
			капи-таль-ный	теку-щий	капи-таль-ный	теку-щий	
1	2	3	4	5	6	7	8
Вентиляторы котельные							
Вентиляторы дутьевые центробежные с под-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
Дымоходы центробежные одностороннего вса-сывания с поддачей, 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	K-3T-K	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 канробежные крышного и
среднего давления, №:

4 и 5	K-7T-K	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	K-2T-K	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	9,9	7,5	4,8	12,3

Калориферы на 10 м² поверхности
нагрева

K-7T-K	8	5	1,5	0,5	1,1	1,6
--------	---	---	-----	-----	-----	-----

Воздуховоды круглого сечения с фасонными
частями на 10 м длины эвакуируемого
воздуховода диаметр, мм:

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

Приложение 27

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

Наименование оборудования	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годн	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
1. Талевый блок БТН 4х50	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 5х50	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. Автоамативатель кабеля	К-ЗТ-К	2,0	78,20	23,46	39,10	35,19	74,29
12. Элеватор конструкции Халатява ЭХ-6	-	-	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. Свайдер	-	-	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 ремонтов в год, ад.		Трудоёмкость ремонтов в расчёте на год, чел.-час		Трудоём-ность ре-визии в расчёте 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

197-1517

	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**

198-152

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	18	77	175	28,8	61,6	140,0	230,4
700	"-	I	19	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, § нормы
1	2	3	4	5
А. Слесарно-сборочные работы, подготовка, регулировка, испытание				
Разборка дизеля на узлы двигателя	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 шатуннопоршневой 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 бобышку 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	"-	1	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 горловину 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 овер	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:

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

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			Трудоёмкость ремонтов в расчете на год, чел.-час				Наименование справочника, § норм
			текущий	средний	капитальный	текущий	средний	капитальный	всего	
Токарно-винторезные станки К-9Т-ки, высота центра станка: 2С-К										
200 мм	-"	4	64,02	78,75	101,62	129,6	36,5	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	
Груборезные станки 10"										
Фрезерные станки:										
вертикально-консольно-фрезерный	-"	"	66,03	89,29	104,45	133,7	40,1	23,5	197,3	§ 131
горизонтально-консольно-фрезерный	-"	"	62,97	82,49	92,76	127,5	37,1	20,9	185,5	-"
Поперечно-строгательные станки	-"	"	62,64	77,74	98,81	126,8	35,0	22,2	184,0	§ 132
Сверлильные станки:										
вертикальные	-"	"	36,37	47,86	58,71	73,6	21,5	13,2	108,3	§ 133
радиальные	-"	"	66,67	78,74	90,06	135,0	35,5	20,2	190,7	-"
Круглошлифовальные станки	-"	"	83,46	144,16	167,52	169,0	64,9	37,7	271,6	§ 134
Зуборезные станки	-"	"	82,78	138,38	160,25	167,6	62,3	36,1	266,0	§ 135

Строительство и монтаж 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. Развить трассу ЛЭП	км	1	4,87	4,24	4,24	4,24	ЕНБ на электромонтажные и электроремонтные работы в нефтяной промышленности, -1984, § 59
2. Заготовить одностоечные деревянные опоры (высотой II м)	опора	18	0,32	-	-	5,01	§ 60
3. Произвести сборку одностоечных деревянных опор с металлическими ступьями	"-	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 ступьями	"-	4	0,48	-	-	1,67	§ 61
6. Изготовить металлические опоры:							
а) одностоечные	"-	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- ложить отверстия	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. I,43 0,82	-	-	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 для штырей типа КН-12, КН-16, КН-18, КН-20 с изолятора- ми типов: ТЭ, ШТД, ШС, ДИК	-"-	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	-	I4,96	-	\$ 65
в) деревянные:							
одностоечные	"-	I8	0,8	-	-	I2,53	\$ 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	I,34	I,17	I,17	-	\$ I12
б) на деревянной опоре	"-	I	I,80	-	-	I,57	\$ I12
I6. Проложить провод воздушных линий сечением:			на I00м				
95 мм ²	м	3000	2,12х I,2=	66,29	66,29	-	\$ 69
35 мм ²	"-	3000	2,54 на I00м I,4	-	-	36,54	"-
I7. Устроить двойное крепление проводов на опорах (3 перемычки)	крепление	5	0,67х I,2=	3,48	3,48	-	\$ 72
		5	0,67	-	-	2,9I	"-
I8. Устроить перекидки проводов (линия трехпроводная) через автодорожные магистрали, сечение провода 95 мм ²	Перекид	I	0,70	0,6I	0,6I	-	\$ 79

Продолжение приложения 32

	2	3	4	5	6	7	8
35 м ²	пере- кид	1	0,31	-	-	0,27	§ 79
19. изгото- вить электроды для заземления	элект- род	5	на 10 0,46 шт.	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 изготовле- ния 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. Ремонт

1. Демонтаж двойных креплений проводов на изоляторах	крепление	6	0,51	2,66	2,66	2,66	КНВ на электромонтажные и электроремонтные работы в нефтяной промышленности, 1984, § 90
2. Снять перекиды проводов (трехпроводная линия)	перекидка	1	0,58	0,50	0,50	-	§ 91
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 трехполюсный разъединитель с установленными опорами (акрутой)	разъединитель	1	0,65	0,57	0,57	0,57	§ 96
5. Демонтировать разрядники (контакт 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 крюки с изоляторами	крюк	20	на 10 крюков 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-	20	0,07	1,22	-	1,22	ЕНВ на транспортно-газалажные работы в нефтяной промышленности-1982, \$ 15
отцепка	ция	20	0,05	0,87	-	0,87	
перетаскивание	"-	1000	на 100 м 0,06, на каждые 50м сверх 100м	0,03	-	0,52	

1в-25/3

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

Приложение 33

Строительство и демонтаж линий связи

-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. Развести 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, ШТИ на неустановленные опоры	шт.	40	на 10 шт. 0,63	2,19	ЕНВ на электромонтажные и электроремонтные работы в нефтяной промышленности.-1984, § 87
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 буровой:				35,91	
II. Демонтаж					
1. 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	0,52	
Итого трудоемкость на демонтаж:				14,91	

Основные показатели системы планового ремонта электродвигателей

Электродвигатели	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Грудоемкость одного ремонта, чел.-час				Грудоемкость 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)			
			с полной перемотки	без перемотки		с полной перемотки	без перемотки				
			в условиях специализированного производства	в условиях мастерских	в условиях действующих производственных помещений (цехов)	в условиях специализированного производства	в условиях мастерских	в условиях действующих производственных помещений (цехов)	в условиях действующих производственных помещений (цехов)		
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	К-7Т-К	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
<p>Электродвигатели бытовых и технологических котельных асинхронные с короткозамкнутым ротором напряжением 0,4 кВ</p>												
<p>а) в обычном общепромышленном исполнении мощность, кВт: до I</p>												
		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
<p>б) взрывозащищенные мощность, кВт: до I</p>												
		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

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-
ности, 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

Электродвигатели асинхронные
с короткозамкнутым ротором
напряжением 6(10) кВ, мощ-
ности, 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
5			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, мощность, 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 взрывозащищен-												
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	74,84	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

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
возмкнутым ротором взры- вобезащценные:												
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 газлифт- ных компрессорных станций напряжением 6(10) кВ, взрывобезащценные												
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	К-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 мощностью, кВт:

до 1	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			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	К-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 сличивания и развличивания насосно-компрессорных труб АНР-ЗББ, ключ механический универсальный КМУ, электрокабельная машина (мехкадушка)

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

до 1	К-ЭТ-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
ТДТНЭ-60000/110, 63000/110				968,4	101,8	161,400	84,833	246,233
ТДЦНУ-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
ТЭС-2, мощность 1 кВа			11,0	2,3	1,833	1,917	3,750
ТЦД, 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							
ЯТЦ, мощность 0,25 кВа, напряжением 36 В	К-5Т-К	6	8,0	1,2	1,333	1,000	2,333

Приложение 36

Основные показатели системы планового ремонта электрических аппаратов
высокого напряжения

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

до 35 кВ									
НСМ-35	К-5Т-К	6	8,0	3,4(замена масла) 4,4(замена блока)	2,8	2,633	2,333	4,966	
до 10 кВ	К-5Т-К	6							
НСМ-6			4,3	-	0,6	0,717	0,500	1,217	
НСМ-10			4,8	-	0,7	0,800	0,583	1,383	
НТМК-6			7,2	-	1,5	1,200	1,250	2,450	
НТМУ-6			9,4	-	2,9	1,567	2,417	3,984	
НТМК-10			8,1	-	1,6	1,350	1,333	2,683	
НТМУ-10			10,7	-	3,6	1,783	3,000	4,783	
Реакторы суше	К-4Т-К	5	38,1	-	4,5	7,620	3,600	11,220	
Реакторы маслянополимерные	К-5Т-К	6	101,6	-	12,0	16,933	10,000	26,933	
Выключатели масляные напряжением: до 110 кВ									
МКН-110, МКН-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	
НГ-110			81,0	6,5	14,8	14,583	12,333	26,916	
НМО-110			133,9	28,3	24,3	27,033	20,250	47,283	
до 35 кВ									
ВМН-16, ВМН-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	
ВН-16, ВН-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
МСП-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, ММЗ-35, МТ-35, ВТД-35, С-35			26,9	2,5	7,4	4,900	6,167	11,067
ММТ-35И, ММТЗ-35 до 10 кВ			24,0	-	6,3	4,000	5,250	9,250
ММТ-10	К-2Т-К	3	16,7	-	4,3	5,567	2,867	8,434
ММТ-10, ММТ-10И, ММТ-10К ММ-10, ММТЗ-10			24,2	-	4,9	8,067	3,267	11,334
МТ-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
ММТ-10 ММБ-10			32,2 13,3	- 1,0	6,2 4,4	10,733 4,767	4,133 2,933	14,866 7,700
Разъединители напряжением:								
до 110 кВ								
ММЗ-110	К-2Т-К	3	32,6	2,7	6,9	11,767	4,600	16,367
РМД-110, РМДЗ-110			26,8	3,4	5,7	10,067	3,800	13,867
РМБЗ-110			28,9	5,0	7,4	11,300	4,933	16,233
до 35 кВ								
РМБ-35	К-2Т-К	3	22,0	1,4	5,0	7,800	3,333	11,133
РМД-35, РМДЗ-35			15,9	2,3	4,3	6,067	2,867	8,934
до 10 кВ								
РМБ-6, РМБ-10	К-2Т-К	3	7,4	1,4	3,5	2,933,	2,333	5,266
РМБ			5,4	-	1,4	1,800	0,933	2,733
РМД-6, РМД-10			7,0	1,4	3,3	2,800	2,200	5,000
РМ-111			2,8	-	0,8	0,933	0,533	1,466

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	
Разрядники грубчатый типа РТВ									
Разрядники вентильные типа:	К-2Т-К	3	3,0	-	0,5	1,000	0,333	1,333	
РНИ-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
I	2	3	4	5	6	7	8
Рубильники с центральной рукояткой на номинальный ток, А:							
до 400	К-ЗТ-К	4	-	0,8	-	0,600	0,600
600			2,5	0,9	0,625	0,675	1,300
800			3,0	1,0	0,750	0,750	1,500
1000			4,0	1,4	1,000	1,050	2,050
1500			6,0	2,0	1,500	1,500	3,000
Переключатели с центральной рукояткой на номинальный ток, А:							
до 200	К-ЗТ-К	4	-	0,8	-	0,600	0,600
400			-	1,2	-	0,900	0,900
600			5,0	1,6	1,250	1,200	2,450
Выключатели автоматические воздушные универсальные с рычажными и электромагнитными приводами на номинальный ток, А:							
до 400	К-ЗТ-К	4	-	3,0	-	2,250	2,250
600			12,0	3,6	3,000	2,700	5,700
800			16,0	4,8	4,000	3,600	7,600

197-3517

-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 мощностью, 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

	1	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-ИИТ-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-ИИТ-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	K-IIT-K	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	K-IIT-K	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	K-IIT-K	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	T	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	T	I	-	2	-	2,0	2,0
---	---	---	---	---	---	-----	-----

	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	80,0	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 секционные 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
<u>I. 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
<u>2. 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
<u>3. Подстанции комплектная типа ПММ1</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						
Промышленные 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, оборудованная электроподогревными насосами						
На станцию	К-Т-К	2	63,0	25,0	31,50	12,50	44,00
	7. Станция управления глубоководными скважинами						
На станцию	К-ЗТ-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- ного цикла	Продол- житель- ность ремон- ного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в расче- те на год, чел.-час		
			капиталь- ный	текущий	капи- таль- ный	текущий	всего
1	2	3	4	5	6	7	8

Кабельные линии напряжением до 10 кВ,
проложенные к земле, на 1000 м сечением, мм²

-108-

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 мм²:

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
Внутрищитовые 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	0,867	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 заделыванием 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 заделыванием 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

Инструментальные омовные сети, проложенные в трубах, в помещениях с повышенной влажностью на 100 м провода с заделыванием 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 заделыванием 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
Внутрищитовые силовые сети, проложенные медноалюминиевыми 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 омовники и минипроводы 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-
накильного 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 оборудо- вания	Струк- тура ре- монтного цикла	Продол- житель- ность ре- монт- ного цикла, годы	Трудоемкость од- ного ремонта, чел.час		Трудоемкость ремонтов в рас- чете на год, чел.час		
			капи- тальный	текущий	капиталь- ный	текущий	всего
I	2	3	4	5	6	7	8
Щелочные аккумуляторные ба- тарей 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

	1	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 СКМС с поверхностными положительными и отрицательными коробчатыми пластинами в стеклянных сосудах напряжением 12-24 В, емкостью, 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, емкостью, 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, емкостью, 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, емкостью, 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

1/50-35/7

432			290	60	29,00	54,00	83,00
То же, напряжением 220 В, емкости,							
А: 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 намагниченными положитель-
ными и отрицательными электрод-
ными в закрытых сосудах
напряжением 12-24 В, емкости,

- 308

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

Основные показатели системы планового ремонта конденсаторных установок и электропечей сопротивления

Наименование оборудования	Структура ремонтного цикла	Продолжительность одного 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
Установки конденсаторные для повышения коэффициента мощности напряжением до 10,5 кВ, мощностью, кВт:			Конденсаторные установки				
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, кВт:							
100	K-7T-K	8	50	15	6,250	13,125	19,375
150			70	20	8,750	17,500	26,250

Продолжение приложения 41

	1	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>Электронеты соподствления</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, голы	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

Работаемые 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

Одноконтурные 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

Продолжение приложения 42

	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
Резисторы балластные на 30 А								
Осцилляторы				20	6	6,667	4,000	10,667
				23	8	7,667	5,333	13,000
<u>Переделанные</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-ЗТ-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-ЗТ-К	I	300	100	300,000	300,000	600,000
1600			400	140	400,000	420,000	820,000
3000			650	190	550,000	570,000	1120,000
Реостаты балластные на 30 А							
Осцилляторы							
	К-ЗТ-К	I	20	6	20,000	18,000	38,000
	К-ЗТ-К	I	23	8	23,000	24,000	47,000
Машины контактной электро-							
сварки осадных и буровых							
груб мощности, кВА:							
100	К-ЗТ-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 оборудо- вания, грузоподъем- ность, т	Струк- тура ремон- тного цикла	Длитель- ность ремон- тного цикла, голл	Трудоемкость одного ремонта, чел.-час		Трудоемкость ремонтов в рас- чете на год, чел.-час		
			текущий	капи- тальный	текущий	капи- тальный	всего
1	2	3	4	5	6	7	8

I. Работы на переменном токе в зашитаемых 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

	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, крановые								
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) электрокранбали

I	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. Работаемые на постоянном токе в зашитаемых 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. Работаемые на постоянном токе на открытых помещениях

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 ремон- тного цикла	Продол- житель- ность ремон- тного цикла, год	Трудоёмкость одного ремонта, чел.-час		Трудоёмкость в расчёте на год, чел.-час		
			текущий	капи- тальный	текущий	капи- тальный	всего
I	2	3	4	5	6	7	8
Станция катодной защиты (без линии электропере- дачи)	K-23T-K	I	2,3	29,5	52,8	29,5	82,4
Станция дренажной защиты (без кабеля)	K-23T-K	I	0,76	9,8	17,5	9,8	27,3
Протекторные установки (на 10 штук)	K-5T-K	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. Электроцентробежные насосы отечественного производства		
1. Разборка нижней секции		1,50
2. Сборка нижней секции		1,96
3. Разборка верхней секции		0,96
4. Сборка верхней секции		1,83
Всего на ремонт насосов (шп.1,2,3,4 и табл.1,2 § 26: мойка деталей насоса, сквозные работы по ремонту насосов)		
ЭЦНБ-40-1400		35,65
ЭЦНБ-80-1200		35,73
ЭЦНБ-80-1550		44,54
ЭЦНБ-130-1200		36,63
ЭЦНБ-130-1400		43,73
ЭЦНБ-200-800		30,97
ЭЦНБА-100-1350		34,15
ЭЦНБА-160-110		30,83
ЭЦНБА-160-1400		35,73
ЭЦНБА-160-1750		45,02
ЭЦНБА-250-800		24,41
ЭЦНБА-250-1000		41,90
ЭЦНБА-250-1400		35,64
ЭЦНБА-360-600		22,03
ЭЦНБА-360-700		21,78
ЭЦНБА-360-850		27,68
ЭЦНБА-360-1100		33,96
ЭЦНБА-500-800		30,54
ЭЦНБ-100-1500		29,78
ЭЦНБ-160-1450		33,30
ЭЦНБ-250-1050		27,05

I	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
ЭЦН6-1000-800	30,72
ЭЦН6-1400-800	34,22
ЭЦН6А-500-1100	30,92
ЭЦН6А-700-800	24,52
II. Центробежные насосы фирмы "Байрон-Джексон"	
А. 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 (пп.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 (пп.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-II7	18,61
ПЭД-65-II7	18,61
ПЭДС-90-II7	18,27
Ревизия электродвигателей типа ПЭД	
ПЭД-103	1,39
ПЭД-II7	1,10
ПЭДС-90-II7	2,24
VI. Ремонт погружных электродвигателей ПЭДП-500-375 В5; ПЭДП-700-375 В5	
I. Разборка электродвигателя	
ПЭДП 500-375 В5	9,99
ПЭДП 700-375 В5	13,96
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. Опрессовка 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

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-Джаксон"	
1. Разборка протектора	1,85
2. Сборка протектора	2,53
3. Мойка деталей протектора	1,57
Итого на ремонт протектора	5,96
Ремонт протектора фирмы "РЗДА"	
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	16,97
Ремонт гидравлики 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	0,15
3. Сборка	1,44
Итого:	2,45
В. Испытание	0,96
Г. Правка вала	0,77

I	2
Всего на ремонт гидрозадити типа Г	8,98
Ревизия гидрозадити 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 неисправности с помощью электроизмерительных приборов лаборатории	2,40
3. Транспортировать трансформатор на площадку слива масла и опорожнить бак трансформатора	0,74
4. Транспортировать трансформатор с площадки слива масла, снять короб, снять изоляторы, 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 лок дверки	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 Итого на ремонт	1,58 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. Отрежизировать 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 протоколы испытаний в журналах, 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
У1. 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 ЭИУ 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 гидрозашитой ГД	146/292
с гидрозашитой К	143/286

Продолжение приложения 48

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

Приложение 47

Нормы времени на обслуживание наземного электрооборудования скважин, оборудованных электропогружными насосами

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

I	2	3	4
2. Осмотр технического состояния электрооборудования выше границ раздела:	0,35		
ВЛ-6 кВ			
силового трансформатора			
рубильника			
3. Осмотр внешнего состояния наземного оборудования: станции управления (СУ) трансформатора ТМЦ	I,4		
4. В случае неудовлетворительной работы установки, узлов, приборов, выявить неисправности, устранить	0,33		
Итого:	2,45	4	9,80
<u>II. Проверка после запуска</u>			
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 подбора напряжения и определения вращения после ЭМЦ	I,13		
6. Окончательная проверка и настройка защиты СУ по рабочему току	I,67		
Итого:	4,88	3	I4,64
<u>III. Текущий ремонт</u>			
1. Проверка исправности корпуса (шкафа), исправности блок-реле и запирающих 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 заданных 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. Запуск после ПРС

1. Установка колечков 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 ТМЦ, 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

V. Замена наземного оборудования

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		

I	2	3	4
5. Отвернуть 3 жилы кабеля, идущего от трансформатора (повышенное напряжение), отвернуть 3 жилы кабеля, идущего на ЦАД, 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 зажимы 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 вальчикку 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 противомолющую ткань с открытого конца кабеля	0,10		
3. Снять полиэтиленовый общий шланг	0,16		

Продолжение приложения 47

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 разделать 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 снять броню на расстоянии 300-400 мм снять противогнелостную 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	1,36		
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			
1. Подготовить инструмент зарядить и проверить пневмом	0,22		

I	2	3	4
2. Осмотр станции управления:	0,45		
снять показания ПЭД по амперметру, напряжения по вольтметру, сопротивление изоляции по УКИ			
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, ТМТ для данного типа УЭЦН			
замер напряжения, подаваемого на ПЭД			
проверка изоляции системы "кабель-ПЭД"			
3. Осмотр силовых трансформаторов ТМТ:	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 УКИ	0,03		
чистка, подтяжка контактов	0,45		
замена неисправных приборов, аппаратов реле	0,58		
проверка защиты первичным током на рабочих установках	0,32		
замерение 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 селенкагель-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 булиту	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	Трудоёмкость одного ремонта, чел-час			Трудоёмкость ремонтов в расчете на год, чел-час			
		текущий	средний	капитальный	текущий	средний	капитальный	всего
I	2	3	4	5	6	7	8	9
Приборы для измерения давления								
Датчик давления кодовой ДД-5М	К-2Т-С-К	2,6	3,85	8,2	5,2	3,85	8,2	17,25
Датчик давления токовый ВР 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 РД-З	К-Т-К	0,61	-	1,68	0,61	-	1,68	2,29
Тягомер дифференциальный индуктивный ТДИ-1(2); ТМ-3; ТМ	К-Т-К	0,35	-	1,51	0,35	-	1,51	1,86
Редуктор давления воздуха РДВ, ВР	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 самопишущий ИСТМ-410, МГ-410, 610	К-Т-К	2,16	-	3,02	2,16	-	3,02	5,18
Манометр самопишущий 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 ЗММ-4	К-ЗТ-К	0,6	-	1,29	1,8	-	1,29	3,09
ВЗ-16 р6	К-ЗТ-К	0,69	-	1,89	2,07	-	1,89	3,96
Манометры общего назначения ОМ, МОМ-160	К-Т-К	0,26	-	0,52	0,26	-	0,52	0,78
Манометр пружинный с пневматическим выходным сигналом МС-П-2; МС-ПГ; МС-ПЭ. МС-ПЭБ	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
Приборы для измерения количества, расхода и уровня								
Датчик предельного уровня ДУ-1М	К-СТ-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 ДМПК-100, ДМПК-100А, ДМ-112(ЭНР)	К-Т-К	2,04	-	5,87	2,04	-	5,87	7,91
Дифманометр сифонный самонакающий ДСС-712М	К-Т-К	4,22	-	12,79	4,22	-	12,79	17,01
Дифманометр сифонный самонакающий ДСС-710Н	К-Т-К	3,51	-	10,63	3,51	-	10,63	14,14
Дифманометр сифонный подкачиваемый 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 (24 мес.)	1,44	2,75	3,92	4,32	1,37	1,96	7,65
РУШ, ЕНП-10 ФЛИТ		1,52	3,1	4,43	4,56	1,5	2,2	8,26
Дифманометр самопишущий ДСС-734	К-Т-К	5,03	-	15,28	5,03	-	15,28	20,31
Ротаметр типа РС, ММ	К-Т-К	0,12	-	0,82	0,12	-	0,82	0,94
Суммирующий прибор КРЗ- -1111	К2Т-С-К (24 мес.)	3,79	7,75	9,18	3,79	3,9	4,59	12,28
Дифманометр сифонный по- казывающий с сигнальным устройством ДСИ-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 (24 мес.)	1,07	2,87	4,1	3,21	1,44	2,05	6,7
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

1	2	3	4	5	6	7	8	9
блок питания	К-ЭТ-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-ЭМ	-	-	-	-	-	-	-	-
датчик измерительный ДВ-И	К-ЭТ-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 автомата АИЕ-1	К-ЭТ-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-ЭТ-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	18,95
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-Мас1, "Солартрон"	-"-	14,54	46,56	46,54	29,08	46,56	73,14	148,78
Кор-МасII	-"-	4,87	15,5	24,35	9,74	15,5	24,35	49,59
влажномер "Аквенол", 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-ЭТ-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

Культ управления "Кор-Вок" НР К-2Т-С-К	2,84	20,99	29,8	2,84	10,49	14,9	28,23
Уровнемер 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 АКС-1М**

- пьезоакселератор ПИА-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	1,25	5,56	7,94	1,25	2,78	3,97	8,00
- блок питания ЭТ-1100°C (24 мес.) -"-	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, НР 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 СБК, "Сигнальчик"							
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 СПДМ, СПДМ 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 СУЖ-1, СУЖ-1с, СУЖ-2, ДУЖ -"-	1,15	7,4	10,6	2,3	7,4	10,6	20,3

I	2	3	4	5	6	7	8	9
Сигнализатор уровня утечки с поплавком СУ-4	К-2Т-С-К	0,63	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 ПМО-0	К-Т-К	3,46	-	8,61	3,46	-	8,61	12,07
Клапан регулирующий малогабаритный МКР ПР-1	К-Т-К	0,98	-	2,46	0,98	-	2,46	3,44
Клапан регулирующий с условным диаметром:								
до 50 мм (МКР, КР, МКР4)	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 (УКС, КСИ-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 ПВИО-19	К-Т-К	3,95	-	8,2	3,95	-	8,2	12,15
Регулятор РИЗ-21, -22, О2О1-0, РРЗ-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 температуры</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 192рДАК	К-2Т-С-К	0,4	0,53	2,81	0,8	0,53	2,81	4,14
блок питания 192рКСК	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 ТКЭ-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, 144ШКЦ, 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 иглочатый ИИ	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	
Процессоринг автоматический АЦ-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 проб	- " -	0,29	-	0,57	2,9	-	0,29	3,19	
шкаф (24 мес.)	К-К (24 мес.)	-	-	0,16	-	-	0,08	0,08	
Прибор командный электронне- матический КЭИ	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 КИДЗ	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 машина 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 24112 (А522-5/1)	Техн.обсл. 1 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 ЭПШ-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 МСУ-48, ПЭ-6, КД, ПЭ-21, РПУ-1,2, РН-94, ПЭ-5, ВНР КР 11Ш	К-Т-К	0,47	-	0,82	0,47	-	0,82	1,29
Регулятор электронный РШК, РШБ	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

х Длительность ремонтного цикла - 1 год.

Основные показатели системы автоматизации и

Наименование оборудования, приборов	Тип, марка,	Количество ремонтов (обслуживаний) за один год			
		ТО	Т	С	К
I	2	3	4	5	6
1. Стойка автоматизации	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 преобразователь		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 преобразователь	НП-I-IM	24	4	1,0	0,333
5. КТС ЛМИС					
5.1. Учетное устройство	2, 2М	260	12	0,4	0,2
5.2. Устройство ввода буквенно-цифровой информации на печать ЭУМ-23		260	12	0,4	0,2
5.3. Перфоратор ленточный	ПЛ-80	48	12	0,4	0,2
6. Инерционный магнитный выключатель	ИМВ-IM	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 автоматизации		24	4	1	0,333
10. Устройство телемеханики	ТМ-600М	260	12	2	0,333
11. Аппаратура контролируемых пунктов системы телемеханики 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) в год, 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	5,78	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	19,78	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 стеллаж		
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:	I 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
(КНВ на транспортно-технологические работы в нефтяной промышленности).- М.: ЦНИСнефть, 1962, § I, 2, II)

Вес I места оборудования, материалов, тонн	Объем работ, тонн	Нормы времени на погрузку (разгрузку) I т оборудования, материалов, чел. час			Трудоёмкость погрузки (разгрузки) 1000 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	1000	-	-	0,30/0,24	-	-	261/209
I	"	0,15	0,22	-	130,5	191	-
3	"	0,10	0,10	-	87	87	-
5	"	0,08	0,07	-	70	61	-
10	"	0,04	0,05	-	35	43,5	-
15	"	-	0,04	-	-	35	-
20	"	-	0,03	-	-	26	-
25	"	-	0,03	-	-	26	-

Приложение 54

Расчет трудоёмкости сопровождения грузов в пути

Наименование способа перевозки	Вес оборудования, материалов, тонн	Объем работ	Грузоподъемность, тонн	Расстояние, км	Скорость, км/час	Состав звена, чел.	Трудоёмкость сопровождения 1000 т грузов на 10 км пути в чел. час
Автомашинной	До I	1000	5	10	25	1	160
	Свыше I	1000	5	10	25	2	320
Трейлером	Свыше 5	1000	20	10	15	2	133
Трактором на лафетах	Свыше 5	1000	20	10	6	2	333

СО Д Е Р Ж А Н И Е

ОБЩАЯ ЧАСТЬ	5
Раздел I. НОРМАТИВНАЯ ЧАСТЬ	
I. Обслуживание наземного оборудования скважин и другого оборудования, "привязанного" к скважинам	
Таблица I. Обслуживание наземного оборудования одной скважины действующего фонда (без переходов).....	5
Таблица 2. Специфические и сезонные работы при эксплуатации скважин, характерные для отдельных нефтяных районов	5
Таблица 3. Обслуживание установок для депарафинизации скважин, спуск и подъем скребка	8
Таблица 4. Обслуживание групповой установки для сбора и замера жидкости (ГЗНУ, ГЗУ типа "Спутник").....	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 графных установок	11
Таблица 8. Обслуживание нефтяного колодца	11
Таблица 9. Обслуживание контрольных, пьезометрических и бездействующих скважин	12
Таблица 10. Обслуживание отдаленных и неуправляемых фонтанных скважин	12
Таблица 11. Переходы (перезезды) операторов по добыче нефти и газа	13
Таблица 12. Обслуживание диспетчерского пункта (ДП)	13
Таблица 13. Обслуживание телемеханизированных объектов дежурными операторами по добыче нефти, прикрепленными 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 канализационных вод, водоснабжения, дожимных насосных 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 III. Поддержание пластового давления	18
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-,воздухораспределительных 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 сепарация 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	4І
Таблица 39.	Ремонт технологического оборудования установок для подготовки нефти	45
Таблица 40.	Ремонт технологических резервуаров	49
Таблица 4І.	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 дымосососов 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	6І
Таблица 50.	Ремонт металлорежущих станков	62
	УП. Обслуживание и ремонт электрооборудования	
Таблица 5І.	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	8І
Таблица 59.	Ремонт трансформаторных подстанций и распределительных устройств 6-10 кВ	86

Таблица 60.	Ремонт электрических сетей, линий связи и заземляющих устройств	88
Таблица 61.	Ремонт аккумуляторных батарей	92
Таблица 62.	Ремонт конденсаторных установок и электропечей сопротивления	95
Таблица 63.	Ремонт электросварочного оборудования	97
Таблица 64.	Ремонт электрической части кранов, электрокранбалок и подъемников	100
Таблица 65.	Ремонт средств электрической защиты от коррозии металлических трубопроводов	102
Таблица 66.	Электроработы УШ. Ремонт электропогружных установок	103
Таблица 67.	Ремонт основных узлов электропогружных установок..	103
Таблица 68.	Монтаж и демонтаж ЭПУ на скважине и транспортировка	106
Таблица 69.	Обслуживание наземного электрооборудования скважин, оборудованных электропогружными насосами ... IX. Подземный (текущий) ремонт скважин (ПРС)	106
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 X. Капитальный ремонт скважин (КРГ)	107
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 (соляной воды) XI. Обслуживание и ремонт средств и систем автоматизации и телемеханизации	109
Таблица 77.	Укрупненные нормативы численности на обслуживание и ремонт средств и систем автоматизации и телемеханизации, установленных на скважинах, групповых установках, объектах подготовки, переработки нефти, поддержания пластового давления, пароводоснабжения, внутривидеонаблюдения 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, внутрипромышленного 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	I46
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 эпоксидами 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 мерзняка	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 (переезды) одного километра	209
Приложение 12. Нормы времени на отбор проб нефти из резервуаров	210
Приложение 13. Нормы времени на обслуживание нагнетательных скважин	210
Приложение 14. Нормы времени на замер дебита скважин, отбор проб жидкости и газа	212
Приложение 15. Нормы времени на исследование нефтяных, нагнетательных, контрольных и пьезометрических скважин	213
Приложение 16. Нормы времени на обслуживание оборудования и объектов по сбору попутного газа	222
Приложение 17. Основные показатели системы планового ремонта наземного оборудования скважин и установок для депарафинизации скважин	223
Приложение 18. Нормы времени на работы, выполняемые при текущем ремонте наземного оборудования скважин	224
Приложение 19. Нормы времени на ремонт групповых и индивидуальных установок для сбора, замера жидкости	228

Приложение 20.	Нормы времени на ремонт глубинных насосов	229
Приложение 21.	Основные показатели системы планового ремонта насосов	233
Приложение 22.	Основные показатели системы планового ремонта технологического оборудования установок для подготовки нефти	241
Приложение 23.	Основные показатели системы планового ремонта технологических резервуаров	248
Приложение 24.	Основные показатели системы планового ремонта водопровода, газопровода и нефтепровода	248
Приложение 25.	Основные показатели системы планового ремонта теплотехнического оборудования	249
Приложение 26.	Основные показатели системы планового ремонта дымососов и вентиляторов	256
Приложение 27.	Основные показатели системы планового ремонта оборудования, применяемого при подземном (текущем) и капитальном ремонтах скважин	259
Приложение 28.	Основные показатели системы планового ремонта грузоподъемного оборудования	260
Приложение 29.	Основные показатели системы планового ремонта двигателей внутреннего сгорания	261
Приложение 30.	Трудоемкость капитального ремонта дизеля типа В2-300	262
Приложение 31.	Основные показатели системы планового ремонта и нормы времени на ремонт металлорежущих станков	266
Приложение 32.	Строительство и демонтаж линий электропередач 6 кВ	267
Приложение 33.	Строительство и демонтаж линий связи	273
Приложение 34.	Основные показатели системы планового ремонта электродвигателей	275
Приложение 35.	Основные показатели системы планового ремонта силовых трансформаторов	285
Приложение 36.	Основные показатели системы планового ремонта электрических аппаратов высокого напряжения	288
Приложение 37.	Основные показатели системы планового ремонта электрических аппаратов напряжением до 1000 В ..	292
Приложение 38.	Основные показатели системы планового ремонта трансформаторных подстанций и распределительных устройств 6-10 кВ	299

Приложение 39.	Основные показатели системы планового ремонта электрических сетей, линий связи и заземляющих устройств	301
Приложение 40.	Основные показатели системы планового ремонта аккумуляторных батарей	307
Приложение 41.	Основные показатели системы планового ремонта конденсаторных установок и электропечей сопротивления	311
Приложение 42.	Основные показатели системы планового ремонта электросварочного оборудования	313
Приложение 43.	Основные показатели системы планового ремонта электрической части кранов, электрокранбалок и подъемников	317
Приложение 44.	Основные показатели системы планового ремонта средств электрической защиты от коррозии металлических трубопроводов.....	320
Приложение 45.	Нормы времени на ремонт основных узлов электропогружных установок	321
Приложение 46.	Нормы времени на монтаж и демонтаж ЭПУ на скважине и транспортировку	331
Приложение 47.	Нормы времени на обслуживание наземного электрооборудования скважин, оборудованных электропогружными насосами	332
Приложение 48.	Нормы времени на подготовку технологической жидкости (соленой воды)	338
Приложение 49.	Основные показатели системы планового ремонта контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации	339
Приложение 50.	Основные показатели системы планового ремонта средств измерений, автоматизации и телемеханизации	348
Приложение 51.	Нормы времени на остеклование, покрытие бакелитовыми лаками и эпоксидными смолами насосно-компрессорных труб	350
Приложение 52.	Сбор и сдача металлолома	351
Приложение 53.	Погрузка и разгрузка оборудования, материалов...	352
Приложение 54.	Расчет трудоемкости сопровождения грузов в пути	352