

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

**НОРМАТИВЫ ЧИСЛЕННОСТИ РАБОЧИХ
И НОРМЫ ОБСЛУЖИВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ УПРАВЛЕНИЙ
ГЛАВТЮМЕННЕФТЕГАЗА**

Москва ВНИИОЭНГ 1985

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

Утверждаю:

Заместитель Министра
нефтяной промышленности

А. С. Сидоров

25 октября 1984 г

НОРМАТИВЫ ЧИСЛЕННОСТИ РАБОЧИХ И
НОРМЫ ОБСЛУЖИВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ УПРАВЛЕНИЙ
ГЛАВТЮМЕННЕФТЕГАЗА

Москва ВНИИОЭНГ 1985

Настоящие нормативы численности рабочих и нормы обслуживания оборудования разработаны Всесоюзным научно-исследовательским институтом организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, Нормативно-исследовательской станцией Главтнменнефтегаза и Управлением организации труда, заработной платы и рабочих кадров Миннефтепрома при участии нормативно-исследовательских станций объединений Татнефть, Грознефть и предназначены для определения численности и расстановки рабочих по цехам добычи нефти и газа НГДУ, цехам подготовки и перекачки нефти, цехам поддержания пластового давления, цеху научно-исследовательских и производственных работ, цеху проката и ремонта эксплуатационного оборудования, прокатно-ремонтному цеху электрооборудования и электроснабжения, цеху автоматизации производства, цеху подземного ремонта скважин, цеху подземного ремонта газлифтных скважин, цеху пароводоснабжения, газовому участку.

С внедрением настоящих нормативов и норм отменяются все ранее действовавшие нормативные материалы, предназначенные для определения численности рабочих нефтегазодобывающих управлений Главтнменнефтегаза.

ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Нормативы численности рабочих и нормы обслуживания оборудования, предназначены для определения численности рабочих нефтегазодобывающих управлений Главтюменнефтегаза.

В основу разработки нормативов и норм положены: фотохронометражные наблюдения, проведенные в нефтегазодобывающих управлениях, материалы паспортизации рабочих мест, технические характеристики оборудования и объектов, показатели систем планово-предупредительного ремонта оборудования, данные, полученные в результате изучения организации труда и использования рабочего времени, требования правил техники безопасности и правил технической эксплуатации оборудования и производственных объектов.

Нормативы и нормы разработаны с учетом оснащения рабочих мест необходимым инвентарем и оборудованием, применительно к характеру выполняемой работы, уровня автоматизации и механизации работ, полного использования производственной мощности оборудования и применения наиболее рациональных технологических процессов при продолжительности смены 8,2 часа.

Нормативами и нормами предусматривается сменная явочная численность. Для определения списочной численности в сборнике приводится методика определения переходных коэффициентов, учитывающих дополнительную численность рабочих на замену в дни отпуска, болезни, выполнения гособязанностей и другие невыходы на работу.

Помещенные в сборнике нормы обслуживания (таблицы II-15, 18, 22, 24, 26, 30-33, 48-49, 62-64, 66, 67) в основном заимствованы из документов, ранее утвержденных Государственным комитетом по труду и социальным вопросам или Министерством нефтяной промышленности. На обслуживание нового оборудования и объектов нормы установлены на основе материалов паспортизации рабочих мест, исходя из технологической необходимости обслуживания производственного объекта или единицы оборудования, а также на основе фотохронометражных наблюдений.

Нормативы численности рассчитаны по методике отраслевого сборника и по методам расчета делятся на три группы:

рассчитанные методом прямого нормирования рабочего времени (таблицы I-10, 16, 17, 19, 23, 27-29, 40, 65, 68, 69-71, 73, 74);

рассчитанные по основным показателям систем планово-предупредительного ремонта оборудования (таблицы 34-39, 42-47, 50-61);

рассчитанные методом анализа фактической расстановки численности и выбора оптимальных величин (таблицы 41, 70).

Расчет нормативов численности методом прямого нормирования производится по формуле:

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

где $N_{ч}$ - норматив численности;

$N_{вр}$ - норма времени на выполнение одной работы (чел.-мин., чел.-час.);

a - количество работ, заложенное в расчет;

$\sum N_{вр} \times a$ - общая сумма нормированного времени на выполнение всех работ в год. Нормы времени и количество работ (трудоемкость и перечень выполняемых работ) приведены в приложениях к таблицам нормативов. В нормах времени учтено время на отдых, личные надобности и обслуживание рабочего места;

$T_{см}$ - сменное время одного рабочего (часы, минуты);

$T_{пз}$ - подготовительно-заключительное время (часы, минуты);

$T_{ф}$ - календарный фонд рабочего времени одного рабочего в год в соответствующих единицах измерения (минутах, часах, днях).

Расчет нормативов численности по основным показателям систем планово-предупредительного ремонта оборудования производится по формуле:

$$N_{\text{ч}} = \frac{T_{\text{рс}} \times n \times \text{ч}}{T_{\text{ф}}} \quad \text{или} \quad \frac{T_{\text{рс}} \times n}{T_{\text{ф}}}$$

где $T_{\text{рс}}$ - трудоемкость выполнения текущего ремонта (обслуживания, госповерок) в условиях единицах или чел.-час.;

Трудоемкость ремонта-приведена в таблицах нормативов или в приложениях к таблицам:

- n - количество текущих ремонтов (обслуживаний, госповерок), приходящихся на год, определяемых из структуры межремонтного цикла;
- ч - трудоемкость условной единицы, чел.-час;
- $T_{\text{ф}}$ - календарный фонд рабочего времени одного рабочего в год, равный 2083 часа (8,2 x 254 дня).

Нормативы численности на ремонт отдельных типов и марок оборудования (насосов, компрессоров, котлов и т.п.), не учтенного в сборнике, приравниваются (по трудоемкости ремонтов, технологическим признакам) к нормативам на ремонт аналогичного оборудования.

Нормативы численности на капитальный ремонт оборудования (объектов) и ремонт электропогружных установок в сборнике не приводятся, так как они выполняются для нефтегазодобывающих управлений центральными базами по прокату и ремонту оборудования (ЦБЮ НДО и ЦБЮ ЭДУ). Нормативами не учтены работы по капитальному ремонту труб.

Расчет численности производится только по тем видам работ и на те объекты, которые фактически выполняются (эксплуатируются) силами нефтегазодобывающих управлений.

Приведенные в сборнике элементные нормативы и нормы обслуживания являются основанием для разработки укрупненных нормативов численности.

В случае, если оборудование (объект) обслуживается меньшей численностью рабочих, чем это предусмотрено настоящим сборником, и при этом заданные объемы работ выполняются без нарушений правил техники безопасности и технологии процесса, то сохраняется фактическая численность рабочих.

При производственной необходимости в пределах общей нормативной численности рабочих цеха могут быть предусмотрены следующие профессии рабочих: стропальщик, грузчик, кладовщик, плотник.

Трудоемкость работ, учтенная в нормативах численности, определена при условии выполнения действующих норм времени на 100%. При перевыполнении норм нормативы корректируются в сторону уменьшения по величине процента перевыполнения норм.

Наименования профессий указаны в соответствии с Единым тарифно-квалификационным справочником работ и профессий рабочих (выпуски: I, 2, 6, 36), утвержденными постановлениями Госкомтруда от 14 января 1969 г. № 24, от 21 января 1969 г. № 22, от 20 ноября 1969 г. № 454, от 5 августа 1968 г. № 234, от 18 октября 1968 г. № 335.

**Р а з д е л I. НОРМАТИВЫ ЧИСЛЕННОСТИ РАБОЧИХ И
НОРМЫ ОБСЛУЖИВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ**

I. Обслуживание фонтанных скважин

Профессия: оператор по добыче нефти и газа.

Описание работ: Внешний осмотр фонтанной арматуры, снятие показаний манометров (Р затр. и Р буф.), подтягивание сальников на задвижках и прободоотборном кране, смена сальниковой набивки на задвижках на устье скважины и выкидной линии, смена манометров, мытье фонтанной арматуры, ликвидация замазученности, планировка площадки, покраска арматуры и выкидной линии.

Перечень работ и трудоемкость приведены в приложении I.

Т а б л и ц а I

Нормативы явочной численности на обслуживание одной
скважины

Телемеханизированная	⋮	Нетелемеханизированная
0,0180		0,0232

2. Обслуживание глубиннонасосных скважин

Профессия: оператор по добыче нефти и газа.

Описание работ: внешний осмотр станка - качалки, изменение длины хода полированного штока, проверка подачи нефти, проверка состояния подшипников СКН, подтяжка и смена сальников тройника и прободоотборного крана (вентиля), смена прободоотборного крана (вентиля), проверка состояния электродвигателя и пускового устройства, проверка наличия масла в редукторе; подтяжка, смена текстурных ремней, очистка и мытье устьевого оборудования и станка-качалки, ликвидация замазученности, снятие показаний манометров, проверка манометров контрольным прибором, смена манометров, участие в уравнивании СК и смене текстурных ремней, планировка площадки вокруг устья скважины, покраска устьевого оборудования.

Перечень работ и трудоемкость приведены в приложении 2.

Т а б л и ц а 2

Нормативы явочной численности на обслуживание одной
скважины

Телемеханизированная	:	Нетелемеханизированная
0,0321		0,0392

3. Обслуживание скважин, оборудованных электропогружными насосами

Профессия: оператор по добыче нефти и газа.

Описание работ: внешний осмотр станция управления, автотрансформатора и скважины, проверка подачи нефти, снятие показаний манометра (Р буферное, Р линейное), проверка состояния сальников, подтягивание их, смена сальников, смена манометров, проверка манометров контрольным прибором, смена проботборного крана, ликвидация замазученности, мытье арматуры, смена обратного клапана на затрубье, смена сальниковой набивки на головке лубриката, планировка площадки, покраска арматуры и выкидной линия.

Перечень работ и трудоемкость приведены в приложении 3.

Т а б л и ц а 3

Нормативы явочной численности на обслуживание одной
скважины

Телемеханизированная	:	Нетелемеханизированная
0,0187		0,0247

4. Обслуживание газляфтных скважин

Профессия: оператор по добыче нефти и газа.

Описание работ: внешний осмотр скважины, выкидной и газовой линий, снятие показаний манометров (Р линейное, Р буферное, Р межколонное), проверка ключом состояния задвижек, фланцевых соединений, подтягивание сальников, смена сальников, протирка и мытье фонтанной арматуры, ликвидация замазученности, продувка газопровода, смена уплотнительных прокладок на фланцевых соединениях на устье скважины, выкидной и газовой линиях, осмотр газовой линии от газоманяфольда до скважины, планировка площадки, покраска арматуры и выкидной линия.

Перечень работ и трудоемкость приведены в приложении 4.

Т а б л и ц а 4

Нормативы явочной численности на обслуживание одной скважины

Телемеханизированная	⋮	Нетелемеханизированная
0,0437		0,0708

5. Специфические и сезонные работы при обслуживании скважин

Профессия: оператор по добыче нефти и газа.

Перечень работ и трудоемкость приведены в приложении 5.

Т а б л и ц а 5

Выполняемая работа	⋮	Норматив явочной численности на 100 работ
1	⋮	2
Участие оператора в пропаривании арматуры, выкидной линии (после проведения КРС, ПРС и перед покраской)		0,0731
Участие оператора в закачке химреагента в скважину (обработка солевого фонда 1 раз в квартал)		0,1461
Участие оператора в пропаривании НКТ и штанг при работающем ШГН		0,1248
Участие в обработке наземного оборудования и выкидной линии кислотой или раствором (4 раза в квартал)		0,1096
Участие в промывке скважины горячей нефтью (2 раза в месяц на парафиновом фонде)		0,1294
Участие оператора в освоении скважин, вводимых из бурения		0,0932
Участие оператора в пуске скважины и выводе ее на режим после смены ЭЦН		0,0767
Участие оператора в приеме скважины, оборудованной ШГН из текущего ремонта		0,0347
Прополка травы на обваловке ГЗУ		0,0219
Скашивание травы вокруг куста скважин, одиночной скважины		0,0730
Участие оператора в очистке территории куста скважин от снега, планировке с помощью спецтехники		0,0225

Продолжение таблицы 5

I	2
Участие оператора в очистке подъездных путей к кусту скважин, замерной установке с помощью спецтехники	0,0822
Очистка настила арматурной площадки от снега вручную	0,0091
Очистка от снега подходов к ГЗУ "Спутника" вручную	0,0183
Замена настила арматурной площадки (после проведения КРС и ПРС)	0,0226
Ремонт настила арматурной площадки	0,0140

6. Обслуживание установок для депарафинизации скважин.
Спуск и подъем скребка

Профессия: оператор по добыче нефти и газа.

Описание работ: Профилактический ремонт скребка и перезарядка, смена скребка, смена сальникового уплотнения лубрикатора, смена скребковой проволоки, смазка вращающихся частей лебедки.

Спуск и подъем скребка при помощи ручной, полуавтоматической, автоматической лебедки на установленную глубину.

Перечень работ и трудоемкость приведены в приложениях 6 и 7.

Т а б л и ц а 6

Глубина спуска скребка, м	Норматив явочной численности на спуск и подъем скребка на скважине в расчете на год	
	ручная лебедка	полуавтоматическая, автоматическая лебедка
	Лифт	остеклованный
100	0,0050	0,0057
200	0,0060	0,0060
300	0,0070	0,0064
400	0,0081	0,0067
500	0,0091	0,0071
600	0,0101	0,0074
700	0,0111	0,0078
800	0,0121	0,0081

7. Обслуживание групповых установок для сбора и замера жидкости типа "Спутник" и дозирочного насоса

Профессия: оператор по добыче нефти и газа.

Описание работ: Проверка состояния гидроциклонной головки, дебитомеров, булитов, регулятора; проверка состояния гребенки и подачи нефтегазовой смеси со скважины; смена манометров, прокладок на фланцевых соединениях; набивка сальников; обработка соляной кислотой технологического оборудования ГЗУ, планировка территории, покраска арматуры и задвижек внутри ГЗУ, отогрев факельной линии, ревизия обратного клапана; наполнение емкостей реагентом, обслуживание дозирочного насоса.

Перечень работ и трудоемкость приведены в приложении 8.

Т а б л и ц а 7

Выполняемая работа	Норматив явочной численности на одну установку (насос)
Обслуживание групповой установки для сбора и замера жидкости типа "Спутник"	
телемеханизированной	0,0531
нетелемеханизированной	0,0733
Обслуживание дозирочного насоса	0,0220

8. Обслуживание групповых установок для сбора и замера жидкости типа "Сателлит" фирмы "Камко"

Профессия: оператор по добыче нефти и газа.

Описание работ: осмотр насосных агрегатов, долив и смена гликоля, проверка работы группового сепаратора, проверка расхода газа, смена манометров, смена прокладок на фланцевых соединениях, заливка метанола, снятие показаний счетчиков и манометров, набивка сальников на задвижках, проверка и смазка клапанов, очистка ГЗУ от замазученности, покраска оборудования.

Перечень работ и трудоемкость приведены в приложении 9.

Т а б л и ц а 8

Выполняемая работа	Норматив явочной численности на одну установку
Обслуживание групповой установки для сбора и замера жидкости типа "Сателлит"	0,46

9. Переходы (переезды) к кустам скважин или отдельно расположенным скважинам и нефтепромышленным объектам

Профессия: оператор по добыче нефти и газа, оператор по поддержанию пластового давления, оператор по исследованию скважин.

Трудоёмкость переходов (переездов) приведена в приложении Ю. Методика определения среднего расстояния приведена на 166 с.

Т а б л и ц а 9

Рельеф местности	Нормативы явочной численности на переходы (переезды) на 100 м среднего расстояния между объектами					
	телемеханизированные			нетелемеханизированные		
	переходы		переезды	переходы		переезды
	на авто- :мобиле	на трак- :торе		на авто- :мобиле	на тракто- :ре	
Резкопере- сеченный	0,00278	0,00033	0,00067	0,00556	0,00067	0,00133

Ю. Обслуживание контрольных, пьезометрических и бездействующих скважин

Профессия: оператор по добыче нефти и газа.

Описание работ: Внешний осмотр скважин, подтягивание сальников на задвижках, смена манометров, очистка и мытье фонтанной арматуры, проверка буферного и затрубного давления.

Перечень работ и трудоёмкость приведены в приложении II.

Т а б л и ц а Ю

Нормативы явочной численности на одну скважину

Бездействующую	Контрольную или пьезометрическую
0,0014	0,0018

II. Обслуживание отдаленных скважин

Профессия: оператор по добыче нефти и газа

Т а б л и ц а 11

Выполняемая работа	Норматив явочной численности на одну смену
Обслуживание удаленной скважины (более 3-х километров) при резкопересеченной местности	0,5

12. Обслуживание диспетчерского пункта (ДП)

Профессия: оператор по добыче нефти и газа.

Т а б л и ц а 12

Количество скважин, подключенных к пультам управления ДП	Норматив явочной численности на одну смену
До 200	1
Свыше 200	2

Примечание. Численность определяется, если диспетчерский пункт не обслуживается ИТР.

13. Обслуживание телемеханизированных объектов дежурными операторами по добыче нефти, прикрепленными к диспетчерскому пункту

Т а б л и ц а 13

Выполняемая работа	Норма обслуживания на 1 ДП на смену
Обслуживание телемеханизированных объектов, подключенных к ДП	
До 100	1
Свыше 100	2

Примечание. 1. К телемеханизированным объектам относятся также скважины, подключенные к телемеханизированным групповым установкам.

2. При круглосуточном обслуживании фонда скважин специализированными звеньями численность по данной таблице не определяется, а в каждую бригаду дополнительно вводится 1 ед. (оператор по добыче нефти и газа).

Р а з д е л П. СБОР, ПОДГОТОВКА И ПЕРЕКАЧКА НЕФТИ

14. Обслуживание резервуаров и другого оборудования центральных, головных, промежуточных резервуарных парков, сборных пунктов

Профессия: оператор товарный.

Т а б л и ц а 14

Количество обслуживаемых резервуаров	Объемы перекачиваемой жидкости в сутки, тыс. т	Общая емкость парка, тыс. м ³	Норма обслуживания	
			на I смену	кроме того в дневную смену
2 - 3	Независимо от объема	Независимо от емкости	I	-
4 - 5	До I I и более	Независимо от емкости	I	-
		До I2	I	-
		От I2 до 30	2	-
		30 и более	2	I
6 - 8	До I I и более	Независимо от емкости	I	-
		До 6	I	-
		От 6 до 30	2	-
		30 и более	3	I
9 - 15	До 10 10 - 20	Независимо от емкости	2	-
		До 25	2	-
	20 и более	25 и более	2	I
		До 25	2	-
		От 25 до 70	3	I
		70 и более	4	I
16 и более	До 10 10 - 20	До 50	2	-
		50 и более	2	I
	20 и более	До 25	2	-
		От 25 до 50	2	I
		50 и более	3	I
		До 25	2	I
	От 25 до 70	3	I	
	70 и более	5	I	

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

15. Обслуживание дожимных насосных станций (ДНС),
насосных станций по перекачке нефти, подтоварных
и канализационных вод

Профессия: машинист насосных установок, машинист
технологических насосов.

Т а б л и ц а 15

Насосные станции	Норма обслуживания на I смену
1. Телемеханизированные и нетелемеханизированные насосные станции с количеством работающих насосов	
до 9	I
10 и более	2
2. Дожимная насосная станция с сепарацией нефти:	
сепарация при количестве работающих сепараторов	
до 6	I
6 и более	2
насосная станция с количеством работающих насосов	
до 9	I
10 и более	2

16. Обслуживание оборудования установок для
подготовки нефти

Т а б л и ц а 16

Тип установки	Обслуживаемое оборудование	Профессии рабочих	Норма обслуживания на I смену на установку
1	2	3	4
Установка подготовки нефти (производство ГДР), производительность 3,5 млн. т в год. Установка подготовки нефти производительность 6,0-8,0 млн. т в год со ступенями сепарации	I ступень сепарации: расширитель сепаратор газовый отстойник блок реагентного хозяйства емкость воды емкость горячей воды емкость пенообразователя	Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки	I

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	
Установка подготовки нефти производительностью 8,0 млн.т в год и более	II ступень сепарации: нагреватели сепаратор промежуточный	Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки	I	
	электродегидратор буферная емкость печи нагрева			
	насосы компрессоры	Машинист технологических насосов, машинист компрессорных установок	I	
	очистные сооружения РВС насосы, емкости периодической откачки нефти	Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки	I	
	Предварительный отстой (сброс воды): отстойники технологические трубопроводы	Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки	I	
	Технологический отстой: отстойники блок реагентного хозяйства буферные емкости насосная некондиционной нефти емкости горячей ступени сепарация	Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки; машинист технологических насосов	I	
	Подогрев: печи технологические	Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки	I	
	Прочие установки подготовки нефти, производительностью:	до 1 млн.т в год Трубочатные или радиантные печи установок	"	I
		Теплообменники, дегидраторы, подогреватели, отстойники и др.	"	I

Окончание таблицы 16

1	2	3	4
от 1 до 4 млн.т в год	Трубчатые или радиантные печи установок	Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки	1
	Теплообменники, дегидраторы, подогреватели, отстойники и др.	Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки	2

Примечание. 1. Если на одной площадке расположены две или более установки производительностью 3,5 млн.т в год и более, на каждые две установки дополнительно предусматривается 1 ед. (старший оператор) в дневную смену.

2. Для установок с другими вариантами ведения технологического процесса подготовки нефти, норма обслуживания определяется по выполняемым видам работ.

17. Обслуживание оборудования комплексного сборного пункта (КСП)

Т а б л и ц а 17

Выполняемая работа	Обслуживаемое оборудование (объекты)	Профессии рабочих	Норма обслуживания на 1 смену
1	2	3	4
Сепарация газа (1 ступень)	Нефтегазосепараторы, гидроциклоны, пеногенераторная станция	Оператор технологических установок	При количестве работающих сепараторов: до 6 - 1 7 и более - 2
Перекачка нефти	Насосная станция, дренажная емкость, эжекторная насосная	Машинист насосных установок	При количестве работающих насосов: до 9 - 1 10 и более - 2
Эжекция газа	Установка эжекции газа, буферные емкости, насосы, сепараторы, узел учета "норд"	Оператор технологических установок	1
Подготовка нефти	Установка подготовки нефти, реагентное хозяйство, технологические резервуары,		Норма обслуживания приведена в таблице 16

Окончание таблицы I7

1	2	3	4
Сепарация газа (II ступень)	насосные по перекачке некондиционной нефти Сепараторы, концевая сепарационная установка, пеногенераторная станция, конденсатосборник	Оператор технологических установок	I
Перекачка конденсата, некондиционной нефти и промстоков	Насосная конденсатосборника, насосная некондиционной нефти, насосная промстоков, компрессорная	Машинист насосных установок, машинист компрессорных установок	I
Сбор товарной нефти	Товарный парк, операторная		Норма обслуживания приведена в таблице I4
Отстой нефти	Резервуарный парк очистных сооружений, насосная уловленной нефти		Норма обслуживания приведена в таблице I4
Подготовка и перекачка подтоварной воды	Насосная подтоварной воды, резервуарный парк, подтоварной воды, насосная промстоков, пеногенераторная подстанция	Машинист насосных установок Оператор товарный	При количестве работающих насосов: до 9 - I 10 и более - 2
Нефтеналив	Наливная станция	Машинист насосных установок	I

Примечание. I. Нормами обслуживания предусматривается обслуживание факельной линии, нефтепроводов и водопроводов.

2. Для сборных пунктов с другими вариантами ведения технологического процесса подготовки нефти, норма обслуживания определяется только на выполняемые виды работ.

18. Обслуживание оборудования ловушечного хозяйства

Профессия: оператор товарный.

Т а б л и ц а 18

Обслуживаемое оборудование	Норма обслуживания на I смену на объект
Ловушки двухсекционные, четырехсекционные, восьмисекционные	I

19. Очистка технологических резервуаров

Профессия: чистильщик.

Т а б л и ц а 19

Объем резервуаров, м ³	Нормативы явочной численности на I очистку
До 400	0,060
700	0,080
1000	0,084
2000	0,096
3000	0,101
5000	0,110
8000	0,128
10000	0,138
20000	0,188

Р а з д е л Ш. ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ
(вторичные методы эксплуатации)

20. Обслуживание кустовой насосной станции (КНС) по закачке воды в пласт, насосной станции водоснабжения, станции I-го и 2-го водоподъемов

Профессия: машинист насосной станции по закачке рабочего агента в пласт, машинист насосных установок, машинист технологических насосов

Т а б л и ц а 20

Насосные станции	Норма обслуживания на одну смену
Телемеханизированные и нетелемеханизированные с количеством работающих насосов	
до 9	1
10 и более	2

Примечание. 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 подтоварные и канализационные воды в нагнетательные скважины, расположенные на расстоянии до 1 км, нормами предусматривается и обслуживание нагнетательных скважин.

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

Профессия: **машинист** насосной станции по закачке
рабочего агента в пласт.

Т а б л и ц а 21

Обслуживаемое оборудование	Норма обслуживания на 1 смену
Блок кустовой насосной станции с числом работающих насосов:	
1 - 2	0,5
3 и более	1,0

22. Обслуживание оборудования водоочистной станции (реакторов, смесителей, распределительных емкостей, осветлителей, фильтров, насосов, внутренней перекачки, емкостей подготовленной воды, реагентного хозяйства: растворных емкостей, дозировочных насосов и др.) и лаборатория по контролю качества воды

Профессия: **аппаратчик** химводоочистки, лаборант
химического анализа.

Т а б л и ц а 22

Производительность водоочистной станции, тыс. м ³ /сутки	Норма обслуживания на I смену	
	водоочистной станции	лаборатория
До 5	I	I (в дневную смену)
От 5 до 15	I	I
От 15 до 50	2	I
Свыше 50	3	I

Примечание. При наличии на водоочистной станции водоподогревателей системы АКХ дополнительно предусматривается I чел. в смену.

23. Обслуживание нагнетательных скважин

Профессия: оператор по поддержанию пластового давления, оператор по добыче нефти и газа.

Описание работ: внешний осмотр скважин, подтягивание и набивка сальников, заливка прокладок, колец во фланцевых соединениях.

Перечень работ и трудоемкость приведены в приложении 13.

Т а б л и ц а 23

Выполняемая работа	Норматив явочной численности на скважину
Обслуживание нагнетательной скважины действующего фонда	0,0100

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

24. Обслуживание скважин водозабора

Профессия: машинист насосных установок.

Т а б л и ц а 24

Выполняемая работа	Норма обслуживания на I смену при расстоянии между скважинами водозабора в одной группе, м	
	до 500	500 и более
Обслуживание скважин водозабора при их количестве в одной группе		
До 16	I	I
17 и более	I	2

2*-222

- 2I -

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

25. Обслуживание временных водозаборов

Профессия: машинист насосных установок.

Т а б л и ц а 25

Выполняемая работа	Норма обслуживания на одну смену на водозабор
Обслуживание временных водозаборов .	0,5

26. Обслуживание водораспределительных будок ВРБ

Профессия: оператор по поддержанию пластового давления, оператор по добыче нефти и газа.

Т а б л и ц а 26

Обслуживаемые объекты, группы объектов	Норма обслуживания на одну смену
--	----------------------------------

Водораспределительные будки, предназначенные для распределения воды по отдельным нагнетательным скважинам при законтурном или площадном заводнении до 5 ВРБ

I

Примечание. Норма обслуживания установлена для водораспределительных будок, которые по условиям организации производства не могут обслуживаться рабочими других, рядом расположенных, объектов.

**Р а з д е л I V. ЗАМЕР ДЕБИТА, ОТБОР ПРОБ
ЖИДКОСТИ И ИССЛЕДОВАНИЕ
СКВАЖИН**

27. Замер дебита скважин и отбор проб жидкости

Профессия: оператор по добыче нефти и газа.

Перечень работ и трудоемкость приведены в приложении I4.

Т а б л и ц а 27

Выполняемая работа	Норматив явочной численности на 100 замеров, отборов, проб
1. Замер дебита на автоматизированных замерных установках типа "Спутник" и "Сателлит"	0,012
2. Отбор проб жидкости со скважины	0,002

**28. Исследование нефтяных, нагнетательных, контрольных
и пьезометрических скважин**

Профессия: оператор по исследованию скважин.

Перечень работ и трудоемкость приведены в приложении I5.

Т а б л и ц а 28

Выполняемые работы	Нормативы явочной численности на 100 исследований при глубине спуска прибора, м			
	500	1000	2000	3000
I	2	3	4	5
I. Глубиннонасосная эксплуатация скважин (СКН)				
Замер забоя или уровня жидкости в водо- раздела в скважине	0,03	0,05	0,07	0,09
Отбивка уровня в скважине желонкой	0,03	0,05	0,07	0,08
Замер статического уровня эхолотом, волномером	0,02	0,02	0,02	0,02
Замер динамического уровня эхолотом, волномером	0,02	0,02	0,02	0,02
Отбивка динамического уровня с помо- щью орифайса	0,01	0,01	0,01	0,01

Продолжение таблицы 28

I	2	3	4	5
Отбивка статического уровня с помощью орифайса	0,01	0,01	0,01	0,01
Снятие кривых восстановления давлений (три раза)	0,07	0,07	0,07	0,07
Замер давления и температуры в скважине глубинным манометром	0,06	0,07	0,09	0,11
Замер пластовых давлений	0,06	0,07	0,09	0,11
Замер забойных давлений	0,06	0,07	0,09	0,11
Замер пластового давления через затрубное пространство	0,08	0,10	0,15	0,21
Замер забойного давления через затрубное пространство	0,08	0,10	0,15	0,21
Замер поинтервальных давлений через межтрубное пространство (на 10 точек)	0,24	0,27	0,32	0,37
Замер избыточного давления в затрубном пространстве скважин при статическом и динамическом режимах контрольным манометром	0,03	0,03	0,03	0,03
Снятие кривой восстановления пластового давления через межтрубное пространство	0,26	0,31	0,36	0,41
Замер дистанционными приборами через межтрубное пространство (ДПЭИ-64,66)	0,50	0,51	0,54	0,57
Снятие индикаторных кривых с отбойной динамического и статического уровня эхолотом (при трех измененных режимах)	0,23	0,24	0,27	0,29
Исследование на периодическую эксплуатацию	0,04	0,04	0,04	0,04
Отбивка песчаных пробок	0,03	0,05	0,07	0,09
Замер дебита жидкости	0,02	0,02	0,02	0,02
Замер дебита газа ДИ-430	0,02	0,02	0,02	0,02
Замер газового фактора орифайсом	0,01	0,01	0,01	0,01
Исследование работы глубинных насосов при помощи динамографа	0,02	0,02	0,02	0,02
Отбор глубинных проб нефти с помощью пробосторника ПД-3	0,08	0,09	0,10	0,12
Шаблонирование скважин, отбивка забоя	0,02	0,03	0,04	0,06
Проверка параметров и обследование устьевоего оборудования скважин	0,003	0,003	0,003	0,003

Продолжение таблицы 28

I	2	3	4	5
Снятие профилей отдачи пласта с помощью АПЭД (10 точек)	0,43	0,45	0,47	0,50
II. Фонтанная, газлифтная эксплуатация скважин				
Замер забоя и водораздела в скважине	0,05	0,06	0,08	0,11
Отбивка уровня желонкой	0,05	0,06	0,08	0,11
Замер пластового давления в скважине глубинным манометром	0,07	0,08	0,10	0,13
Замер забойного давления в скважине глубинным манометром	0,07	0,08	0,10	0,13
Замер поинтервальных давлений в обводненных скважинах	0,24	0,26	0,28	0,30
Снятие кривых восстановления пластового давления	0,28	0,29	0,31	0,34
Контрольный замер устьевых давлений манометром	0,01	0,01	0,01	0,01
Замер температуры электротермометром	0,50	0,51	0,54	0,57
Замер устьевых температур	0,01	0,01	0,01	0,01
Замеры межколонных пропусков (определение герметичности)	0,25	0,26	0,29	0,32
Замер дебита скважин глубинным дебитометром или снятие профиля отдачи пласта	0,50	0,51	0,54	0,57
Замер дистанционным влагомером	0,50	0,51	0,54	0,57
Снятие индикаторных диаграмм	0,28	0,29	0,31	0,34
Отбор глубинных проб жидкости прободоборником ЦД-3	0,11	0,11	0,13	0,15
Отбор глубинных проб жидкости желонкой	0,05	0,06	0,08	0,11
Отбор глубинных проб на содержание гелия	0,11	0,11	0,13	0,15
Замер дебита нефти	0,02	0,02	0,02	0,02
Замер дебита газа	0,05	0,05	0,05	0,05
Замер газового фактора	0,01	0,01	0,01	0,01
Замер дебита и газового фактора	0,06	0,06	0,06	0,06
Шаблонирование насосно-компрессорных труб	0,04	0,05	0,07	0,09
Контрольный замер глубины подвески труб	0,06	0,08	0,11	0,13

Продолжение таблицы 28

I	2	3	4	5
Распарафинирование насосно-компрессорных труб турбинкой	0,19	0,20	0,23	0,25
Смена штуцеров	0,02	0,02	0,02	0,02
Гидропрослушивание	0,18	0,19	0,21	0,24
Исследование скважин КВУ	0,05	0,05	0,05	0,05
III. Эксплуатация скважин, оборудованных ЭПН				
Замер забоя или уровня жидкости и водораздела в скважине	0,05	0,06	0,08	0,11
Отбивка уровня в скважине желонкой	0,05	0,06	0,08	0,11
Отбивка статического уровня эхолотом или волномером	0,02	0,02	0,02	0,02
Отбивка динамического уровня эхолотом или волномером	0,02	0,02	0,02	0,02
Замер динамического уровня орифайсом	0,01	0,01	0,01	0,01
Замер статического уровня орифайсом	0,01	0,01	0,01	0,01
Отбивка динамического уровня с помощью РКМ-УФ	0,36	0,37	0,40	0,43
Снятие кривых восстановления уровня	0,05	0,05	0,05	0,05
Термометрирование с помощью приборов:				
регистрационных	0,13	0,14	0,17	0,19
дистанционных	0,41	0,42	0,45	0,48
Замер пластового давления	0,07	0,08	0,10	0,13
Замер забойного давления	0,07	0,08	0,10	0,13
Замер избыточного давления в затрубном пространстве скважин при статическом и динамическом режимах контрольным манометром	0,01	0,01	0,01	0,01
Снятие кривой восстановления пластового давления	0,28	0,29	0,31	0,34
Снятие профилей отдачи пласта с помощью дистанционных приборов	0,50	0,51	0,54	0,57
Снятие индикаторных кривых	0,28	0,29	0,31	0,34
Снятие кривых удельных весов (10 точек)	0,23	0,24	0,26	0,29
Замер дебита скважин	0,02	0,02	0,02	0,02
Замер газового фактора	0,05	0,05	0,05	0,05
Отбор глубинных проб нефти и воды пробоборником типа ЦД-3	0,11	0,11	0,13	0,15

Продолжение таблицы 28

I	2	3	4	5
Отбор глубинных проб жидкости желонкой	0,05	0,06	0,08	0,11
Шаблонирование НКТ желонкой или специальной шаблоном	0,04	0,05	0,07	0,09
Отбивка подвески	0,05	0,06	0,08	0,11
IV. Нагнетательных скважины				
Отбивка уровня в скважине	0,05	0,06	0,08	0,11
Замер пластового давления в скважине глубинным манометром	0,07	0,08	0,10	0,13
Замер забойного давления	0,07	0,08	0,10	0,13
Замер давления и температуры скважины глубинным манометром	0,07	0,08	0,10	0,13
Замер пластового давления и приемистости скважины дистанционными приборами	0,50	0,51	0,54	0,57
Замер пластового давления по кривым неполного восстановления буферного давления	0,07	0,07	0,07	0,07
Замер устьевого рабочего давления (буферного)	0,01	0,01	0,01	0,01
Снятие кривой восстановления пластового давления	0,28	0,29	0,31	0,34
Снятие кривых падения буферного давления	0,07	0,07	0,07	0,07
Отбивка динамических и статических уровней желонкой	0,05	0,06	0,08	0,11
Снятие индикаторных диаграмм	0,32	0,33	0,36	0,38
Замер забоя скважин	0,05	0,06	0,08	0,11
Термометрирование (АПЭИ)	0,49	0,51	0,53	0,55
Замер приемистости пласта дистанционным расходомером	0,49	0,51	0,53	0,55
Замер приемистости скважин устьевыми приборами	0,09	0,09	0,09	0,09
Замер приемистости нагнетательных скважин от КНС	0,09	0,09	0,09	0,09
Снятие профилей отдачи пласта дистанционными приборами	0,17	0,18	0,21	0,23
Отбор поверхностных проб воды из манифольдной линии	0,005	0,005	0,005	0,005
Шаблонирование скважин, отбивка забоев	0,04	0,05	0,07	0,09
Определение герметичности колонны	0,25	0,26	0,28	0,31
Замер пластового давления с помощью дистанционных приборов	0,29	0,30	0,32	0,34

I	2	3	4	5
Замер забойного давления с помощью дистанционных приборов	0,29	0,30	0,32	0,34
У. Контрольные и пьезометрические скважины				
Замер забоя, уровня жидкости, водораздела в скважине	0,05	0,06	0,08	0,11
Замер пластового давления глубинным манометром	0,07	0,08	0,10	0,13
Замер давления и температуры в скважине глубинным манометром	0,07	0,08	0,10	0,13
Замер пластового давления по кривым неполного восстановления буферного давления	0,07	0,07	0,07	0,07
Замеры уровней и пластовых давлений	0,11	0,12	0,14	0,16
Замеры буферного давления	0,01	0,01	0,01	0,01
Замер поинтервальных давлений	0,24	0,26	0,28	0,30
Снятие кривых восстановления пластового давления	0,28	0,29	0,31	0,34
Определение герметичности колонны	0,25	0,26	0,28	0,31

Примечание. I. Нормативами предусмотрено при одном спуске прибора производство замеров в 10 точках. На каждые последующие 10 точек норматив увеличивается при исследовании приборами: регистрирующими - на 0,0002, дистанционными - 0,0001.

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

3. Нормативная численность на переходы (перезезды) рассчитывается по таблице 9.

Р а з д е л У. СБОР И КОМПРИММОВАНИЕ ПОПУТНОГО ГАЗА

29. Обслуживание объектов по сбору и компримированию попутного газа

Профессия: оператор товарный, слесарь-ремонтник, оператор технологической установки, машинист компрессорных установок.

Перечень работ и трудоемкость приведены в приложении I6.

Т а б л и ц а 29

Обслуживаемые объекты	Ед. изм.		Норматив явочной численности на ед. измерения
Газосборный коллектор (дрипы, колодцы) при переходе по:			
резкопересеченной местности	I км		0,065
Усовой газопровод (от пункта сепарации до коллектора) при переходе по резкопересеченной местности	I км		0,015
Примечание. Нормативная численность не рассчитывается при наличии комплексных сборных пунктов (КСП).			

30. Обслуживание узлов дополнительной сепарации газа (УДС)

Описание работ: контроль за давлением, уровнем конденсата, метанола; откачка конденсата, заливка метанола; контроль за работой насосов

Т а б л и ц а 30

Обслуживаемый объект	Норма обслуживания на I смену
Узел дополнительной сепарации	I
Примечание. Нормативная численность не рассчитывается при наличии комплексных сборных пунктов (КСП).	

31. Обслуживание оборудования компрессорной станции

Т а б л и ц а 31

Обслуживаемое оборудование	Нормы обслуживания на I смену при количестве работающих компрессоров в зале			
	до 4	5	6-7	8
Газомоторные компрессоры IO ГК, НВ-IO, ДК-ЭМ и др.	2	2	3	4
Газомоторные компрессоры 8 ГК, МК-8, ГМ-8, ГМ-12 и др.	2	2	2	2
Газотурбинные компрессоры с электроприводом К-380, 7 ВКГ, Крезол-Луар и др.	2	2	3	3
Воздушные компрессоры КСЭ-5М, ВК-25, КВД и др.	2	2	2	2

32. Обслуживание установки осушки газа (УОГ)

Профессия: оператор технологической установки.

Описание работы: обслуживание дозировочных насосов и печей регенерации; снятие параметров давления, температуры, производительности; контроль за уровнем триэтиленгликоля и конденсата; снятие параметров на входе и выходе УОГ.

Т а б л и ц а 32

Обслуживаемые объекты	Норма обслуживания на I смену
Установка осушки газа	I

33. Обслуживание регенерационной установки

Профессия: регенераторщик отработанного масла.

Т а б л и ц а 33

Выполняемая работа	Норма обслуживания на I смену
Регенерация отработанного масла, регенерация и тонкая очистка отработанного масла	I

Примечание. Нормой предусматривается обслуживание до 5 регенерационных установок, находящихся в одном помещении.

Р а з д е л VI. ПРОКАТ И РЕМОНТ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

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

Профессия: слесарь по ремонту и обслуживанию технологических установок, слесарь-ремонтник, слесарь механосборочных работ, токарь, фрезеровщик, шлифовщик, газосварщик, сверловщик, строгальщик, кузнец, наладчик, котельщик.

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приводятся в приложении I7.

Т а б л и ц а 34

Наименование оборудования	Нормативы явочной численности на единицу оборудования		Структура между ремонтного цеха	Продолжительность межремонтного цикла, год	Трудоемкость I ремонта, чел.-час.		
	всего	текущий капит.			текущий	капит.	
Скважина эксплуатационного фонда, оборудованная:							
СК12-2, 5-4000; СК8-3, 5-4000; СК10-3, 5-5600	0,083	0,068	0,015	K15TK	3,67	38,4	127,87
СКН-10-3012; СК12-3, 5-8000; СК10-4, 5-8000	0,049	0,040	0,009	K15TK	3,67	22,45	74,84
СКН-10-3315	0,041	0,034	0,007	K15TK	3,67	19,1	63,69
СКН-5-3015; СК5-3, 0-2500; СКБ-2, I-2500; СК4-2, I-1600	0,034	0,028	0,006	K15TK	3,67	15,74	52,46
СКН-3-1515; СК3-1, 2-630	0,026	0,021	0,005	K15TK	3,67	11,83	39,43
СКН2-615; СК2-0; 6-2500	0,016	0,013	0,003	K15TK	3,67	7,36	24,54
Фонтанная арматура на нефть (газ) скважины эксплуатационного фонда	0,001	-	0,001	K - K	5,8	-	9,45
Установки для депарафинизации скважин АДУ-1, АДУ-2, АДУ-3	0,0026	0,0010	0,0016	K-T-K	1,9	2,25	7,5
Групповая установка для сбора, замера жидкости	0,012	-	-	-	-	-	-

35. Ремонт наземного оборудования нагнетательных скважин

Т а б л и ц а 35

Выполняемая работа	Норматив явочной численности на I нагнетательную скважину		Структура межремонтного цикла	Продолжительность межремонтного цикла, годы	Трудоёмкость одного ремонта
	0,003	0,003			
Ремонт наземного оборудования нагнетательных скважин	0,003	0,003	К - К	2,88	19,25

36. Ремонт насосов

Т а б л и ц а 36

Марка насосов	Нормативы явочной численности на текущий ремонт одного насоса при круглосуточной работе		Структура межремонтного цикла	Продолжительность межремонтного цикла, годы	Трудоёмкость одного текущего ремонта, чел.-час
	1	2			

Рабочая среда - сырая нефть

Насосы центробежные

АЯП-150, АЯП-300	0,0049	К5ТК	3,7	7,49
консольные типа К	0,0026	К7ТК	3,7	2,9
КМ	0,0057	К8ТК	3,7	5,5
ЦН-1000x180 (10НМКx2)	0,0043	К5ТК	3,7	6,6
ЦНС-38x44...220 (3МС-10),	0,0030	К5ТК	3,7	4,7
ЦНС-38x25...250 (5М-7)				
ЦНС-105x98...490 (5МС-10),				
ЦНС-180x85...425 (6МС-7),	0,0042	К5ТК	3,7	6,4
ЦНС-180x476...680 (6МС-10)				
ЦНС-300x600...1200(8МС-10),				
ЦНС-300x1020...600(8МС-7)	0,0049	К5ТК	3,7	7,5

2. Насосы поршневые:

II Гр	0,0326	К11ТК	2,2	13,6
9 МГР	0,0208	К7ТК	2,2	13,6

Продолжение таблицы 36

I	2	3	4	5
НГР 250/50	0,0208	К7ТК	2,2	13,6
Типа РИИ	0,0048	К5ТК	2,2	4,4

Рабочая среда - сырая сернистая нефть

1. Насосы центробежные

Д320х50 (6НДВ)	0,0027	К3ТК	1,5	2,82
200 Д 60				
300 Д 90				
350 Д 90	0,0045	К5ТК	1,5	2,82
Консольные типа К	0,0028	К3ТК	1,5	2,9
К С М	0,0053	К3ТК	1,5	5,5
6Н-10х4	0,0157	К7ТК	1,5	7
8 НД - 6хI	0,0078	К5ТК	1,5	4,9
8 НД - 9х2	0,0114	К5ТК	1,5	7,1
8 НД - 9х3	0,0085	К5ТК	1,5	5,3
10НД - 6хI	0,0085	К5ТК	1,5	5,3
8НГД - 6хI,				
10НГД- 6хI	0,0094	К5ТК	1,5	5,9
8НГД - 9х3	0,0251	К5ТК	1,5	15,7
НК-560/335-70,				
НК-560/335-120	0,0029	К3ТК	1,5	3
ЦН-400х105	0,0126	К5ТК	1,5	7,9
ЦН-400х210 (3I3200х4)	0,0076	К3ТК	1,5	7,9
ЦН-1000х180(10НМКх2)	0,0106	К5ТК	1,5	6,6
ЦНС-38х44...220 (3МС-10)				
ЦНС-60х66...330 (4МС-10)	0,0045	К3ТК	1,5	6,4
ЦНС-38х25...250 (5МС-7)				
ЦНС-105х98...490 (5МС/10)				
ЦНС-180х85...425 (6МС-7)	0,0061	К3ТК	1,5	6,4
ЦНС-180х476...680(6МС-10)				
ЦНС-300х120...600(8МС-7)				
ЦНС-300х600...1200(8МС-10)	0,0072	К3ТК	1,5	7,5

2. Насосы поршневые

9 МГР				
9МГР-6I	0,0348	К8ТК	1,5	13,6
НГР-250/50	0,0218	К5ТК	1,5	13,6

Продолжение таблицы 36

I	2	3	4	5
Рабочая среда - товарная нефть				
<u>I. Насосы центробежные</u>				
АЯП-50, АЯП-300	0,0108	K5TK	1,66	7,5
Д 630х90 (8 НДВ)	0,0052	K5TK	1,66	3,6
8НГД - 9х3	0,0227	K5TK	1,66	15,7
10 НГД - 6х1	0,0085	K5TK	1,66	5,9
8 НД - 9х3				
8 НД - 10х3	0,0077	K5TK	1,66	5,3
ИК-200/120-70	0,0044	K5TK	1,66	,05
БНК - 5х1				
БНК - 9х1	0,0040	K5TK	1,66	2,8
Типа Н Ф	0,0055	K5TK	1,66	3,8
ЦНС - 38х44 ...220 (3МС-10)				
ЦНС - 60х66 ...330 (4МС-10)	0,0068	K5TK	1,66	4,7
ЦНС - 38х25 ...250 (5МС-7)				
ЦНС - 105х98...490 (5МС-10)				
ЦНС - 180х85...425 (6МС-7)	0,0093	K5TK	1,66	6,4
ЦНС - 180х476...680 (6МС-10)				
ЦНС - 300х120...600 (8МС-7)				
ЦНС - 360х600...1200(8МС-10)	0,0108	K5TK	1,66	7,5
Рабочая среда - товарная сернистая нефть				
<u>I. Насосы центробежные</u>				
АЯП - 150	0,0100	K5TK	1,8	7,5
АЯП - 300				
Д 630-90 (8 НДВ)	0,0067	K7TK	1,8	3,6
8 НГД - 6х1				
10 НГД - 6х1	0,0079	K5TK	1,8	5,9
8 НГД - 9х3	0,0209	K5TK	1,8	15,7
8 НД - 9х3				
10 НД - 10х2	0,0099	K7TK	1,8	5,3
КК-200/120-70	0,0044	K5TK	1,8	3,05
ЦН - 400х105	0,0147	K7TK	1,8	7,9
ЦНС - 38х44 ...220 (3МС-10)				
ЦНС - 60х66 ...330 (4МС-10)	0,0063	K5TK	1,8	4,7
ЦНС - 38х25 ...250 (5МС-7)				

Продолжение таблицы 36

I	2	3	4	5
ЦНС - 105x98 ...490 (5МС-10)				
ЦНС - 180x85 ...425 (6МС-7)	0,0085	К5ТК	1,8	6,4
ЦНС - 180x476...680 (6МС-10)				
ЦНС - 300x120...600 (8МС-7)				
ЦНС - 300x600...1200 (8МС-10)	0,0100	К5ТК	1,8	7,5
Рабочая среда - бензин				
4 Н - 5x4	0,0085	К5ТК	1,97	7
4 Н - 5x8С	0,0230	К5ТК	1,97	18,9
4 НГ - 5x4	0,0149	К5ТК	1,97	12,3
5 НГ - 5x2	0,0065	К5ТК	1,97	5,3
6 НГ - 7x2	0,0065	К5ТК	1,97	5,3
4 НГК - 5x1				
6 НГК - 9x1	0,0046	К5ТК	1,97	3,8
6 НГК - 6x1	0,0046	К5ТК	1,97	3,8
6 НГД - 6x1М				
8 НГД - 6x1М	0,0072	К5ТК	1,97	5,9
8 НГД - 9x2	0,0191	К5ТК	1,97	15,7
6 НД - 10x4				
8 НД - 6x1	0,0060	К5ТК	1,97	4,9
8 НД - 9x3	0,0065	К5ТК	1,97	5,3
НК - 200/120-70	0,0037	К5ТК	1,97	3
<u>Насосы поршневые</u>				
9 МГР	0,0332	К9ТК	1,77	13,6
Рабочая среда - поверхностно-активные вещества (ингибиторы, реагенты)				
<u>1. Насосы центробежные</u>				
Вихревые типа НК и НКС	0,0020	К3ТК	0,79	1,09
консольные типа К	0,0053	К3ТК	0,79	2,9
<u>2. Насосы поршневые, до- зирования</u>				
Типа Р П Н	0,0049	К3ТК	1,28	4,4

Продолжение таблицы 36

I	2	3	4	5
Рабочая среда - сточная (соленая морская) вода				
<u>1. Насосы центробежные</u>				
АЯП - 150				
АЯП - 300	0,0093	КЗТК	1,16	7,49
Д 630х90 (8 НДБ)	0,0041	КЗТК	1,27	3,6
Д 250х60 (12 НДС)	0,0058	КЗТК	1,27	5,1
200 Д - 60				
300 Д - 90	0,0032	КЗТК	1,27	2,82
Консольные типа К	0,0022	КЗТК	1,27	2,9
Типа КСМ	0,0062	КЗТК	1,27	5,5
12 НА - 9х4	0,0159	КЗТК	1,27	8,4
Фекальные типа Ф и НФ	0,0043	КЗТК	1,27	3,8
Х 8/18Д (1,5Х-6Д)				
Х 8/18Е (1,5-6Е)				
Х 8/18Н (1,5-6Н)	0,0019	КЗТК	1,27	2,6
Х 8/18П (1,5-6П)				
Х20/31И (2Х-6П)				
Х90/33Д (4Х-12Д)	0,0023	КЗТК	1,27	3,1
Х160/29Д (6Х-9Д)				
ЦН - 250х100	0,0045	КЗТК	1,27	11,8
ЦН - 150х100 НЖ	0,0134	КЗТК	1,27	11,8
ЦНС - 38х44...220 (3МС-10)				
ЦНС - 60х66...330 (4МС-10)	0,0036	КЗТК	1,27	4,7
ЦНС - 38х25...250 (5МС-7)				
ЦНС - 105х98...490 (5МС-10)				
ЦНС - 180-85...425 (6МС-7)	0,0048	КЗТК	1,27	6,4
ЦНС - 180х476...680 (6МС-10)				
ЦНС - 300х120...600 (8МС-7)				
ЦНС - 300х600...1200 (8МС-10)	0,0057	КЗТК	1,27	7,5
ЦНС - 180х950...1195,1422,1900	0,0085	КЗТК	1,27	7,5
<u>2. Насосы поршневые</u>				
9 НГР - 61	0,0153	КЗТК	1,28	13,6
НГР 250/50	0,0153	КЗТК	1,28	13,6

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4	5
Рабочая среда - сточная сернистая вода				
1. <u>Насосы центробежные</u>				
АЯП - 150				
АЯП - 300	0,0065	К2ТК	1,16	7,49
200 Д 60	0,0011	КТК	1,27	2,82
Консольные типа К	0,0011	КТК	1,27	2,9
12 НА - 9x4	0,0032	КТК	1,27	8,4
6 НК - 9x1	0,0021	К2ТК	1,27	2,8
Фекальные типа Ф и НФ	0,0043	К3ТК	1,27	3,8
Х 8/18 И (1,5 - 6И)	0,0019	К2ТК	1,27	2,6
Х20/3ЛИ (2Х - 6И)	0,0023	К2ТК	1,27	3,1
ЦН - 150x100 НЖ	0,0089	К2ТК	1,27	11,8
ЦНС - 38x44...220 (3МС-10)				
ЦНС - 60x66...330 (4МС-10)	0,0018	КТК	1,27	4,7
ЦНС - 38x25...250 (5МС-7)				
ЦНС - 105x98...490 (5МС-7)				
ЦНС - 180..85..425 (6МС-7)	0,0024	КТК	1,27	6,4
ЦНС - 180..476...680 (6МС-10)				
ЦНС - 300x120...600 (8МС-7)				
ЦНС - 300x600...1200 (8МС-10)				
ЦНС - 180x950...1195,1422, 1660, 1900	0,0028	КТК	1,27	7,5
ЦНСК - 60x66...330 (4МСК-10)	0,0036	К2ТК	1,27	4,7
ЦНСК - 300x1200...600 (8МСК-7)	0,0057	К2ТК	1,27	7,5
2. <u>Насосы шоссневые</u>				
9 МТР	0,0051	КТК	1,28	13,6

Рабочая среда - пресная вода

1. <u>Насосы центробежные</u>				
АЯП - 150	0,0072	К7ТК	3,5	7,5
АЯП - 300				
Д 200x36 (5 НДВ)				
Д 320x50 (6 НДВ)	0,0012	К3ТК	3,5	2,82
Д 630x90 (8 НДВ)	0,0015	К3ТК	3,5	3,6
Д 1000x40 (14 НДС)	0,0061	К7ТК	3,5	6,4

Окончание таблицы 36

I	2	3	4	5
Д 1250x60 (12 НДС)	0,0049	К7ТК	3,5	5,1
Д 2500x62 (18 НДС)	0,0082	К7ТК	3,5	8,5
200 Д 60				
300 Д 90	0,0027	К7ТК	3,5	2,8
ЦН - 150x100	0,0081	К5ТК	3,5	11,8
ЦН - 1000x180 (10 НМК-2)	0,0063	К7ТК	3,5	6,6
ЦНС - 38x44...220 (3МС-10)				
ЦНС - 60x66...330 (4МС-10)	0,0032	К5ТК	3,5	4,7
ЦНС - 38x25...250 (5МС-7)				
ЦНС - 105x98...490 (5МС-10)				
ЦНС - 180x85...425 (6МС-7)	0,0044	К5ТК	3,5	6,4
ЦНС - 180x476...680 (6МС-10)				
ЦНС - 300x120...600 (8МС-7)				
ЦНС - 300x600...1200 (8МС-10)				
ЦНС - 180x950, 1195, 1422, 1660, 1900	0,0052	К5ТК	3,5	7,5
ЦНС - 500x1900				
<u>2. Насосы поршневые</u>				
9 МГР - 61	0,0153	К3ТК	1,28	13,6

Продолжение таблицы 37

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<u>Воздушные поршневые компрессоры</u>												
КВ-100У, КСБУ-I-5а, БУ-3/8, I60-B-20/8, БУ-06/8, ГАРО "К-155"	0,13	0,01	0,14	0,06	0,01	0,07	0,04	0,01	0,05	0,23	0,03	0,26
БК-25, БК-25Э, КУЭ-60/40, КВДГ, КВДГ-60, Бустер- В-101, КВД, АК2-150	0,11	0,01	0,12	0,06	0,01	0,07	0,03	0,01	0,04	0,20	0,03	0,23
ВП-20/6, 2ВП-20/8, ВП-20/8	0,11	0,01	0,12	0,08	0,01	0,09	0,03	0,01	0,04	0,20	0,03	0,23
ВШ-3/40, ЗУМ-150Р	0,16	0,01	0,17	0,08	0,01	0,09	0,05	0,01	0,06	0,29	0,03	0,23
302-ВП-10/8, 2ВП-10/8	0,22	0,01	0,23	0,08	0,01	0,09	0,05	0,01	0,06	0,35	0,03	0,38
КСЭ-5М, IOIIM	0,11	0,01	0,12	0,06	0,01	0,07	0,03	0,01	0,04	0,20	0,03	0,23
202ВП-6/18, 302ВП-6/18, 20Г-50	0,10	0,01	0,11	0,16	0,02	0,18	0,04	0,01	0,05	0,30	0,04	0,34
302-ВП-6/35, 2ВП-6/35	0,23	0,01	0,24	0,08	0,01	0,10	0,05	0,01	0,06	0,37	0,03	0,40
205ВП-20/35, 505ВП-20/16, 305ВП-20/35 У5УУ 2Д200N (С-105)	0,18	0,01	0,19	0,14	0,02	0,16	0,05	0,01	0,06	0,37	0,04	0,41
205ВП-16/70, 305ВП-30/8, 2 МА-12, 7ВП-20/220, 302 ВП-5/70, 402ВП-4/220, 305ВП-16/70	0,19	0,01	0,20	0,15	0,02	0,17	0,06	0,01	0,07	0,40	0,04	0,44
<u>Газовые поршневые компрессоры</u>												
МК-20/220, 2Р-8/220, 3Р-3/220	0,09	0,01	0,10	0,04	0,01	0,05	0,03	0,01	0,04	0,16	0,03	0,19

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
205П-20/18, 0Z /2У, 3П-12/35	0,07	-	0,07	0,08	0,01	0,09	0,03	0,01	0,04	0,18	0,02	0,20
МК-4,5/220, 7М-0,5/1,5	0,07	-	0,07	0,03	-	0,03	0,02	-	0,02	0,12	-	0,12
2ВП-1509	0,08	-	0,08	0,04	0,01	0,05	0,03	0,01	0,04	0,15	0,02	0,17
МК-20-12/220	0,08	-	0,08	0,03	0,01	0,04	0,02	-	0,02	0,13	0,01	0,14
2 СП-20	0,08	-	0,08	0,13	0,02	0,015	0,03	0,01	0,04	0,24	0,03	0,27
2 С 2 СП-12/13; 7 П- -100/2 М	0,23	0,02	0,25	0,08	0,01	0,09	0,05	0,01	0,06	0,36	0,04	0,40
5 Г-14/220	0,51	0,04	0,55	0,19	0,03	0,22	0,23	0,05	0,28	0,93	0,12	1,05
<u>Холодильные поршневые компрессоры</u>												
А В - 300	0,02	-	0,02	0,01	-	0,01	0,03	0,01	0,04	0,06	0,01	0,07
А В Ш	0,05	-	0,05	0,02	-	0,02	0,03	0,01	0,04	0,10	0,01	0,11
А 0 - 1200; М1В-7А-1; М1V-2-1	0,11	0,01	0,12	0,08	0,01	0,09	0,09	0,02	0,11	0,28	0,04	0,32
А В - 100	0,05	-	0,05	0,02	-	0,02	0,02	0,01	0,03	0,09	0,01	0,10
ЛУ-300; СУ-2 -20	0,05	-	0,05	0,03	-	0,03	0,03	0,01	0,04	0,11	0,01	0,12
2 МД/2; А0/1	0,07	-	0,07	0,04	0,01	0,05	0,05	0,01	0,06	0,16	0,02	0,18
ЛУ-200	0,08	-	0,08	0,03	0,01	0,04	0,04	0,01	0,05	0,16	0,02	0,17
ДАОН 350П; ДАО-750	0,13	0,01	0,14	0,07	0,01	0,08	0,09	0,02	0,11	0,29	0,04	0,33
4 АГ	0,16	0,01	0,17	0,19	0,03	0,22	0,06	0,01	0,07	0,41	0,05	0,46
<u>Воздуходувки, газодувки</u>												
Р Г Н - 1200	0,02	-	0,02	0,01	-	0,01	0,02	-	0,02	0,05	-	0,05

Окончание таблицы 37

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
PR	0,05	-	0,05	0,03	-	0,03	0,04	0,01	0,05	0,12	0,01	0,13
B-102 A/B (Бустер)	0,13	0,01	0,14	0,06	0,01	0,07	0,02	-	0,02	0,21	0,02	0,23
<u>Ротационный пластинчатый компрессор</u>												
Р С К	0,13	0,01	0,14	0,06	0,01	0,07	0,02	-	0,02	0,21	0,02	0,23
3. 2. 8. Детандеры												
ДВД-80/180; ДВД-70/180	0,13	0,01	0,14	0,09	0,01	0,10	-	-	-	0,22	0,02	0,24

38. Ремонт технологического оборудования установок
для подготовки нефти

Т а б л и ц а 38

Наименование оборудования	Нормативы явочной численности на ремонт единицы технологического оборудования			Структура монтажного цикла	Продолжительность межремонтного цикла, годы	Сложность капитального ремонта, ед.
	всего	текущий	капитальный			
I	2	3	4	5	6	7

I. Колонны с желобчатыми нормализованными тарелками

до 1200	0,097	0,046	0,051	К-ЭТ-К	2	15
1400	0,109	0,052	0,057			17
1000 с паровым маточником	0,128	0,061	0,067			20
1800	0,122	0,058	0,064			19
2000 с дополнительными каскадными тарелками	0,134	0,063	0,071			21
2200	0,142	0,067	0,075			22
2400 с дополнительными каскадными тарелками	0,173	0,082	0,091			27
2800	0,160	0,076	0,084			25
3000	0,180	0,085	0,095			28
3200	0,186	0,088	0,098			29
3400	0,193	0,092	0,101			30
3800	0,212	0,100	0,112			33
4200	0,230	0,109	0,121			36
5000	0,283	0,134	0,149			44
5400	0,321	0,152	0,169			50

2. С круглыми колпачками, мм

до 1200	0,070	0,033	0,037	К-ЭТ-К	2	11
2400	0,244	0,115	0,129			38
4200	0,507	0,240	0,267			79
2600 без тангенциального ввода	0,224	0,106	0,118			35
3000	0,251	0,119	0,132			39
3400	0,263	0,125	0,138			41

Продолжение таблицы 38

I	2	3	4	5	6	7
3. Пустотелые колонны	0,019	0,009	0,010	К-3Т-К	2	3
4. Кожухотрубчатые теплообменники при диаметре корпуса, мм						
до 800	0,033	0,020	0,013	К-5Т-К	3	6
1000	0,045	0,027	0,018			8
1200 и выше	0,055	0,033	0,022			10
5. Подогреватели с паровым пространством корпуса, мм						
1400 - 1600	0,073	0,044	0,029	К-5Т-К	3	13
2000 - 2400	0,084	0,051	0,033			15
6. Теплообменники - труба в трубе типа ТТ-Зк трехсекционные	0,052	0,025	0,027	К-3Т-К	4	16
7. Конденсаторы-холодильники секционные погружного типа - одна секция поверхностью охлаждения 103 м ²	0,036	0,025	0,011	К-7Т-К	4	7
8. Конденсаторы-холодильники секционные погружного типа, поверхность охлаждения, м ²						
до 49	0,026	0,017	0,009	К-7Т-К	4	5
50 - 75	0,033	0,025	0,011			7
76 -100	0,041	0,028	0,013			8
101 -130	0,047	0,032	0,015			9
9. Конденсаторы-холодильники змеевиковые погружного типа, поверхность охлаждения, м ²						
131 - 165	0,031	0,018	0,013	К-5Т-К	6	11
166 - 200	0,037	0,022	0,015			13
201 - 235	0,039	0,024	0,015			14
236 - 270	0,046	0,027	0,019			16
271 - 310	0,050	0,030	0,020			18
311 - 350	0,056	0,033	0,023			20
351 - 390	0,062	0,037	0,025			22
391 - 430	0,065	0,039	0,026			23
431 - 480	0,071	0,042	0,029			25
481 - 530	0,078	0,046	0,032			28

Продолжение таблицы 38

I	2	3	4	5	6	7
53I - 580	0,084	0,050	0,034			30
58I - 630	0,081	0,046	0,035			31
63I - 680	0,096	0,057	0,039			34
68I - 730	0,102	0,061	0,041			36
73I - 800	0,105	0,062	0,043			37
80I - 1000	0,115	0,069	0,046			41
100I - 1200	0,124	0,074	0,050			44
120I - 1400	0,136	0,081	0,055			48
140I - 1650	0,147	0,087	0,060			52
165I - 2000	0,156	0,093	0,063			55
200I - 2500	0,184	0,109	0,075			65
более 2500	0,204	0,121	0,083			72
10. Емкости без подогрева, объемом м³						
до 30	0,0026	0,0018	0,0008	K-7T-K	8	I
от 31 до 60	0,0053	0,0035	0,0018			2
61 и более	0,013	0,009	0,004			5
11. Емкости с паровым подогревом, объемом м³						
до 30	0,0053	0,0035	0,0018	K-7T-K	8	2
от 31 до 60	0,0106	0,0071	0,0035			4
61 и более	0,018	0,012	0,006			7
12. Цилиндрический электродегазатор						
	0,018	0,009	0,009	K-3T-K	2	3
13. Шаровой электродегазатор						
	0,084	0,040	0,044	K-3T-K	2	I3
14. Трубчатые печи						
ПБ-9	0,882	0,422	0,460	K-3T-K	I	68
ПБ-16	1,129	0,535	0,594	"	I	88
ПБ-20	1,335	0,632	0,703	"	I	I04

39. Ремонт технологических резервуаров

Т а б л и ц а 39

Объем резервуаров	Норматив явочной численности на ремонт одного резервуара			Структура межремонтного цикла	Продолжительность межремонтного цикла, месяцев	Ремонтная сложность единицы	
	всего	капитальный	текущий			Т	К
До 400	0,026	0,011	0,015	К-ЗТ-К	47	4,5	10
700	0,047	0,014	0,033	"	47	10	13
1000	0,080	0,027	0,053	"	47	16	25
2000	0,092	0,033	0,059	"	47	18	30
3000	0,108	0,036	0,072	"	47	22	32
5000	0,116	0,040	0,076	"	47	23	36
9000	0,134	0,045	0,089	"	47	27	40
10000	0,147	0,049	0,098	"	47	30	46
20000	0,210	0,071	0,139	"	47	42	66

40. Обслуживание и ремонт нефтесборных сетей водоводов нагнетательных скважин, напорных канализационных водопроводов, магистральных нефтепроводов

Профессия: оператор по добыче нефти и газа, оператор по поддержанию пластового давления, слесарь-ремонтник, электрогазосварщик.

Описание работ: обход (объезд) и обслуживание технологических внутрипромысловых нефтегазопроводов, внешний осмотр сооружений и арматуры, пригрузов, проверка состояния коррозии, снятие параметров давления, отбор проб, контроль за закачкой ингибиторов, снятие рабочих параметров с ТУПОГ, мелкий ремонт запорной арматуры, подтягивание фланцевых соединений, проверка установки указателей, участие в проведении аварийных работ и ликвидации последствий аварий, покраска оборудования, содержание в надлежащем состоянии приатрассовых территорий, ведение технической документации.

Т а б л и ц а 40

Трубопроводы	Норматив явочной численности на I км
Нефтеборные сети, водоводы нагнетательных скважин	0,014
Напорные канализационные водопроводы соленой (подтоварной) воды	0,039
Магистральный нефтепровод (от ЦДНГ до НК)	0,051

41. Ремонт оборудования и объектов по сбору и утилизации газа

Т а б л и ц а 41

Выполняемая работа	Норматив явочной 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

42. Межремонтное обслуживание и ремонт теплотехнического оборудования

Описание работ: слесарно-сборочные работы, подгонка, регулировка, теплоизоляционные, малярные, станочные работы и испытание.

Основные показатели системы плано-предупредительного ремонта теплотехнического оборудования и расчет трудоемкости приведен в приложении 18.

Т а б л и ц а 42

Наименование оборудования	Норматив явочной численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе		
	всего	в т.ч. по видам ремонтов	
		текущий	капитальный
I	2	3	4

Котлы паровые вертикально-водотрубные на давление до 14 кгс/кв.см, работающие на газообразном и жидком топливе типа ДКВР, паропроизводительностью, т/ч:

2,5	0,225	0,052	0,173
4,0	0,309	0,071	0,238

Продолжение таблицы 42

I	2	3	4
6,5	0,312	0,090	0,303
10,0	0,459	0,103	0,356
20,0	0,648	0,151	0,497
Котлы вертикальные цилиндрические паропроизводительностью, т/ч			
0,4	0,023	0,012	0,011
0,8	0,032	0,017	0,015
1,0	0,045	0,024	0,021
Котлы водогрейные, работающие на газообразном и жидком топливе, теплопроизводительностью, Гкал/ч			
до 4,3	0,115	0,043	0,072
6,5	0,149	0,055	0,094
8,3	0,173	0,065	0,108
10,0	0,207	0,077	0,130
Котлы паровые горизонтально-водотрубные на давление до 14 кгс/кв.см работающие на газообразном и жидком топливе, типа ДКВР, паропроизводительностью, т/ч			
2,5	0,203	0,047	0,156
4,0	0,279	0,065	0,214
6,5	0,354	0,082	0,272
10,0	0,415	0,094	0,321
20,0	0,583	0,136	0,447
Котлоагрегаты автоматизированные, отопительные, чугунные с тягодутьевым устройством и автоматикой, поверхность нагрева, кв.м			
23,0	0,069	0,032	0,037
32,0	0,082	0,039	0,043
40,0	0,096	0,045	0,051
Деаэраторы атмосферные с колонкой, запорно-регулирующей арматурой и трубопроводами в пределах установки производительностью, т/ч			
5	0,020	0,010	0,010
10	0,026	0,013	0,013
15	0,028	0,013	0,015

Продолжение таблицы 42

I	2	3	4
25	0,032	0,015	0,017
50	0,035	0,016	0,019
75	0,038	0,018	0,020
Фильтры натрий-катионитовые диа-			
метром, мм			
700	0,013	0,010	0,003
1000	0,016	0,012	0,004
1500	0,018	0,013	0,005
Солеобразователи диаметром, мм			
630	0,007	0,003	0,004
1000	0,008	0,004	0,004
Баки деаэрационные теплоизолирован-			
ные с запорной арматурой емкостью,			
м ³			
5	0,004	0,002	0,002
10	0,006	0,003	0,003
15	0,006	0,003	0,003
25	0,008	0,004	0,004
35	0,009	0,004	0,005
50	0,013	0,006	0,007
70	0,017	0,008	0,009
Теплообменные аппараты с поверхнос-			
тью нагрева, м ²			
10 - 12	0,009	0,004	0,005
13 - 18	0,011	0,005	0,006
19 - 23	0,013	0,006	0,007
24 - 29	0,015	0,007	0,008
30 - 35	0,017	0,008	0,009
36 - 50	0,020	0,010	0,010
51 - 70	0,027	0,013	0,014
71 - 80	0,028	0,013	0,015
81 - 100	0,035	0,016	0,019
101 - 120	0,061	0,020	0,041
121 - 140	0,075	0,026	0,049
141 - 160	0,088	0,030	0,054

Продолжение таблицы 42

I	2	3	4
Емкости для питательной воды, куб.м			
5	0,004	0,002	0,002
10	0,005	0,002	0,003
15	0,006	0,003	0,003
25	0,007	0,003	0,004
50	0,011	0,005	0,006
75	0,017	0,008	0,009
Емкости для жадного топлива, куб.м			
3	0,002	0,001	0,001
5	0,002	0,001	0,001
7	0,002	0,001	0,001
10	0,002	0,001	0,001
15	0,002	0,001	0,001
25	0,003	0,002	0,001
50	0,005	0,003	0,002
75	0,007	0,005	0,002
Емкости металлические для мокрого хранения соли, куб.м			
25	0,007	0,003	0,004
50	0,011	0,005	0,006
75	0,017	0,008	0,009
100	0,023	0,001	0,012
<u>Наружные трубопроводы</u>			
Водопровод, воздухопровод, газопровод из стальных труб с противокоррозийной окраской, проложенный в траншеях, проходных и непроходных каналах (на I км) с условным диаметром, мм			
50	0,027	0,020	0,007
75	0,028	0,020	0,008
100	0,032	0,023	0,009
150	0,039	0,028	0,011
200	0,043	0,031	0,012
250	0,065	0,048	0,017
300	0,075	0,055	0,020

Продолжение таблицы 42

I	2	3	4
Тепловые сети, паропроводы и конденсаторопроводы, проложенные на эстакадах, по стенкам здания и в проходных каналах (на I км) с условным диаметром, мм			
50	0,060	0,049	0,011
75	0,091	0,073	0,018
100	0,122	0,100	0,022
150	0,148	0,120	0,028
200	0,198	0,161	0,037
250	0,249	0,201	0,048
300	0,296	0,242	0,054
То же, проложенные в непроходных каналах (на I км) с условным диаметром, мм			
50	0,051	0,040	0,011
75	0,077	0,060	0,017
100	0,103	0,081	0,022
150	0,128	0,100	0,028
200	0,157	0,120	0,037
250	0,209	0,161	0,048
300	0,255	0,201	0,054
Мазутопроводы с изоляцией и обогревом, проложенные в непроходных каналах (на I км) с условным диаметром, мм			
до 25	0,048	0,036	0,012
50	0,053	0,039	0,014
75	0,065	0,047	0,018
100	0,096	0,071	0,025
150	0,119	0,087	0,032
<u>Внутренние трубопроводы</u>			
Паропроводы, конденсаторопроводы, теплопроводы, мазутопроводы с обогревом и изоляцией (на I км) с условным диаметром, мм			
до 25	0,036	0,028	0,008
50	0,050	0,040	0,010
75	0,077	0,061	0,016
100	0,102	0,081	0,021

Окончание таблицы 42

I	2	3	4
150	0,133	0,105	0,028
200	0,164	0,129	0,035

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

до 25	0,017	0,012	0,005
50	0,027	0,018	0,009
75	0,037	0,026	0,011
100	0,054	0,038	0,016
150	0,064	0,044	0,020
200	0,082	0,056	0,026

Примечание. I. Нормативы численности рассчитаны для продолжительности отопительного периода 180 дней. 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 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 коэффициент $K = 2$.

3. Нормативная численность на межремонтное обслуживание трубопроводов предусматривается в размере 8% от нормативной численности на текущий ремонт.

4. В нормативах предусмотрены ставочные работы: для котлов 7%; для котельно-вспомогательного оборудования 15%; для труборемонтных работ 10% при капитальном ремонте и 5% при текущем ремонте.

43. Ремонт дымоходов и вентиляторов

Основные показатели системы ШПР и расчет трудоемкости приведены в приложении I9.

Т а б л и ц а 43

Наименование оборудования	Нормативы явочной численности на единицу оборудования при круглосуточной работе		
	всего	текущий	капитальный
I	2	3	4
<u>Вентиляторы котельные</u>			
Вентиляторы дутьевые типа			
ВД-6	0,009	0,003	0,006
ВД-8	0,011	0,004	0,007
ВД-10	0,015	0,005	0,010
ВД-12	0,017	0,006	0,012
ВД-13,5	0,021	0,007	0,014
ВД-15,5	0,026	0,009	0,017
ВД-18	0,032	0,012	0,020
ВД-20	0,037	0,014	0,023
Дымососы центробежные одностороннего всасывания типа			
Д-8	0,023	0,010	0,013
Д-10	0,030	0,013	0,017
Д-12	0,038	0,016	0,022
Д-13,5	0,045	0,019	0,026
Д-15,5	0,056	0,026	0,030
Д-18	0,066	0,032	0,034
Д-20	0,078	0,039	0,039
<u>Вентиляционное оборудование</u>			
Вентиляторы центробежные низкого и среднего давления			
4 и 5	0,007	0,003	0,004
6	0,009	0,004	0,005
7 и 8	0,014	0,006	0,008
10	0,019	0,007	0,011
12	0,028	0,010	0,017
16	0,036	0,014	0,023
Вентиляторы осевые, №			
5	0,002	0,001	0,001
6	0,003	0,001	0,002

Продолжение таблицы 43

I	2	3	4
7	0,004	0,002	0,002
8	0,005	0,002	0,003
10	0,005	0,002	0,003
12	0,006	0,002	0,004
16	0,007	0,003	0,004
Калориферы на 10 м ² поверхности нагрева	0,002	0,001	0,001
Воздуховоды круглого сечения с фасонными частями на 10 м длины эксплуатируемого воздуховода, мм			
до 150	0,003	0,003	0,001
300	0,005	0,004	0,001
500	0,006	0,005	0,001
750	0,009	0,007	0,002
1000	0,011	0,009	0,002
1250	0,012	0,010	0,002
1500	0,013	0,011	0,002
То же для воздуховодов из кровельного железа, мм			
до 150	0,003	0,002	0,001
300	0,004	0,003	0,001
500	0,005	0,004	0,001
750	0,006	0,005	0,001
1000	0,008	0,007	0,001
1250	0,009	0,007	0,002
1500	0,010	0,008	0,002

Примечание. I. Нормативы рассчитаны при условии работы оборудования 180 дней в год (отопительный период). С изменением условий работы к нормативам применяются коэффициенты при продолжительности работы оборудования дней год:

180 - 200 K = 1 251 - 300 K = 1,43

200 - 250 K = 1,25 301 и более K = 1,67

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

для одной смены - 0,43

для двух смен - 0,60

3. В нормативах предусмотрено 22% рабочих, выполняющих станочные работы.

44. Ремонт грузоподъемного оборудования

Основные показатели системы ШПР и расчет трудоемкости приведены в приложении 20.

Т а б л и ц а 44

Наименование оборудования	Грузо- подъем- ность, т	Нормативы явочной численности на единицу оборудования		
		всего	в т.ч. по видам ремонтов	
			текущий	капитальный
Кран мостовой, двухбалочный с ручным приводом	2	0,028	0,011	0,017
	5	0,045	0,016	0,029
	10	0,056	0,021	0,035
Кран мостовой однобалочный с ручным приводом	3	0,018	0,006	0,012
	5	0,028	0,014	0,017
	10	0,045	0,016	0,029
Кран однобалочный с электро- та- ль	1	0,045	0,016	0,029
	2	0,056	0,021	0,035
	3	0,063	0,023	0,040
	5	0,075	0,028	0,047
Таль электрическая	1-2	0,018	0,006	0,012
	3-5	0,028	0,011	0,017
Таль ручная	1-2	0,009	0,004	0,005
	3-5	0,018	0,006	0,012

Примечание. В нормативах предусмотрено 10% рабочих, выполняющих станочные работы.

45. Ремонт двигателей внутреннего сгорания

Основные показатели системы ШПР и расчет трудоемкости приведены в приложении 21.

Т а б л и ц а 45

Мощность ДВС, л.с.	Нормативы явочной численности на единицу оборудования при круглосуточной работе			
	в том числе по видам ремонтов			
	всего	текущий	средний	капитальный
До 40	0,051	0,010	0,014	0,027
54 - 55	0,060	0,010	0,017	0,033
88	0,053	0,009	0,015	0,029
100	0,071	0,011	0,021	0,039
165	0,095	0,012	0,025	0,058
300 - 500	0,124	0,015	0,033	0,076
700	0,135	0,016	0,037	0,082

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

для одной смены - 0,43

для двух смен - 0,60

2. В нормативах предусмотрено 18% рабочих, выполняющих станочные работы.

46. Ремонт регенерационных установок

Т а б л и ц а 46

Тип, производительность установки	Нормативы явочной численности на ремонт установки			
	в том числе по видам ремонтов			
	всего	текущий	средний	капитальный
ВМЗ-2, 20 кг/час	0,198	0,058	0,041	0,099

47. Ремонт металлорежущих станков

Основные показатели системы ПНР и нормы времени на ремонт металлорежущих станков приведены в приложении 22.

Т а б л и ц а 47

Вид оборудования	Нормативы явочной численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе			
	всего	в том числе по видам ремонтов		
		текущий	средний	капитальный
Токарно-винторезные станки, высота центра станка				
до 200 мм	0,090	0,062	0,017	0,011
до 300 мм	0,114	0,080	0,021	0,013
до 400 мм	0,128	0,088	0,026	0,014
до 500 мм	0,128	0,084	0,027	0,017
Трубоарезные станки 10	0,152	0,104	0,031	0,017
Фрезерные станки				
вертикально-консольно-фрезерный	0,095	0,064	0,019	0,012
горизонтально-консольно-фрезерный	0,089	0,061	0,018	0,010
Поперечно-строгальные станки	0,089	0,061	0,017	0,011
Сверлильные станки				
вертикальные	0,051	0,035	0,010	0,007
радиальные	0,092	0,065	0,017	0,010
Круглошлифовальные станки	0,130	0,081	0,031	0,018
Зуборезные станки	0,128	0,080	0,029	0,017

Примечание. 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. При ремонте станков, не перечисленных в таблице, норматив численности принимается применительно к однотипным станкам.

3. Норматив численности рабочих на производство станочных работ принимается в размере 20% от нормативов на слесарные работы при текущем и капитальном ремонте.

Р а з д е л УП. ПРОКАТ И РЕМОНТ ЭЛЕКТРОБОРУДОВАНИЯ

48. Обслуживание дизельных электростанций

Профессия: машинист двигателей внутреннего сгорания,
электромонтер по обслуживанию электрооборудования.

Т а б л и ц а 48

Количество работающих дизелей	Норма обслуживания на одну смену
Передвижная электростанция - I	I
Стационарная электростанция - I	I
2 - 4	2
5 и более	3

49. Обслуживание электрооборудования установок
комплексной подготовки нефти

Профессия: электромонтер по обслуживанию оборудования.

Т а б л и ц а 49

Выполняемая работа	Норма обслуживания на одну смену
Обслуживание электрооборудования одной установки нефти	I

Примечание. Нормативная численность не определяется, если установки обслуживаются управлением Энергонефть .

50. Ремонт электродвигателей

Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта электродвигателей и трудоемкость выполняемых работ приведены в приложении 23.

Т а б л и ц а 50

Мощность электро- двигате- лей, кВт	Нормативы явочной численности на ремонт единицы обо- рудования при круглосуточной работе, при частоте вращения, об./мин.					
	730-1000	1000- 1500	1500- 3000	730-1000	1000- 1500	1500- 3000
	в с е г о			в т.ч. текущий ремонт		
I	2	3	4	5	6	7

**А. Электродвигатели, работающие на влажных и
загрязненных участках или на открытом воз-
духе. Асинхронные электродвигатели с корот-
козамкнутым ротором напряжением до 660 В
в обычном исполнении**

0,8I - 1,5	0,005	0,005	0,004	0,003	0,003	0,002
1,6 - 3,0	0,006	0,006	0,006	0,004	0,004	0,004
3,1 - 5,5	0,007	0,007	0,006	0,004	0,004	0,004
5,6 - 10,0	0,009	0,009	0,008	0,005	0,005	0,005
10,1 - 17,0	0,012	0,011	0,011	0,008	0,007	0,007
17,1 - 22,0	0,015	0,014	0,012	0,010	0,009	0,008
22,1 - 30,0	0,018	0,016	0,014	0,011	0,010	0,009
30,1 - 40,0	0,022	0,020	0,019	0,014	0,013	0,012
40,1 - 55,0	0,026	0,024	0,022	0,016	0,015	0,014
55,1 - 75,0	0,033	0,030	0,027	0,021	0,019	0,017
75,1 - 100,0	0,039	0,036	0,034	0,025	0,022	0,021
101,0 - 125,0	0,086	0,078	0,071	0,046	0,049	0,038

**Асинхронные электродвигатели с фазным ро-
тором, крановые, напряжением до 660 В в
обычном исполнении**

0,8I - 1,5	0,007	0,005	0,005	0,004	0,003	0,003
1,6 - 3,0	0,008	0,008	0,006	0,005	0,005	0,004
3,1 - 5,5	0,008	0,008	0,007	0,005	0,005	0,004
5,6 - 10,0	0,011	0,011	0,010	0,007	0,007	0,006
10,1 - 17,0	0,017	0,016	0,014	0,011	0,010	0,009
17,1 - 22,0	0,020	0,019	0,016	0,013	0,012	0,010
22,1 - 30,0	0,025	0,022	0,019	0,015	0,014	0,012
30,1 - 40,0	0,029	0,028	0,024	0,018	0,017	0,015

Продолжение таблицы 50

1	2	3	4	5	6	7	
40, I	- 55,0	0,034	0,031	0,028	0,022	0,020	0,018
55, I	- 75,0	0,043	0,039	0,036	0,027	0,025	0,023
75, I	- 100,0	0,051	0,047	0,043	0,032	0,030	0,027
101,0	- 125,0	0,111	0,102	0,093	0,059	0,054	0,049
I26	- 160	0,134	0,123	0,112	0,073	0,067	0,061
I61	- 200	0,147	0,134	0,122	0,081	0,074	0,067
201	- 250	0,162	0,149	0,135	0,089	0,082	0,074
251	- 320	0,179	0,165	0,150	0,097	0,089	0,081
321	- 400	0,200	0,183	0,167	0,108	0,099	0,090

Синхронные машины напряжением до 660 В,
в обычном исполнении

22, I	- 30,0	-	0,027	-	-	0,016	-
30, I	- 40,0	-	0,036	-	-	0,023	-
40, I	- 55,0	-	0,043	-	-	0,027	-
55, I	- 75,0	-	0,054	-	-	0,034	-
75, I	- 100,0	-	0,065	-	-	0,041	-
101,0	- 125,0	-	0,081	-	-	0,050	-
I26	- 160	-	0,099	-	-	0,062	-
I61	- 200	-	0,108	-	-	0,068	-

Коллекторные машины постоянного тока
напряжением до 660 В, в обычном испол-
нении

0,81	- 1,5	0,009	0,008	-	0,005	0,005	-
1,6	- 3,0	0,012	0,011	-	0,008	0,007	-
3,1	- 5,5	0,013	0,011	-	0,008	0,007	-
5,6	- 10,0	0,016	0,015	-	0,010	0,009	-
10,1	- 17,0	0,023	0,022	-	0,015	0,014	-
17,1	- 22,0	0,027	0,025	-	0,017	0,016	-
22,1	- 30,0	0,032	0,029	-	0,020	0,018	-
30,1	- 40,0	0,040	0,036	-	0,025	0,023	-
40,1	- 55,0	0,047	0,043	-	0,030	0,027	-

Продолжение таблицы 50

I	2	3	4	5	6	7
Асинхронные электродвигатели с фазным ротором напряжением до 6,6 кВ, в обычном исполнении						
25I - 320	0,302	-	-	0,178	-	-
32I - 400	0,336	-	-	0,198	-	-
40I - 500	0,377	-	-	0,218	-	-
50I - 630	0,442	-	-	0,258	-	-
63I - 790	0,494	-	-	0,288	-	-
Синхронные машины напряжением до 6,6 кВ, в обычном исполнении						
25I - 320	0,279	-	-	0,165	-	-
32I - 400	0,310	-	-	0,183	-	-
40I - 500	0,348	-	-	0,201	-	-
50I - 630	0,408	-	-	0,238	-	-
63I - 790	0,456	-	-	0,266	-	-
79I - 1000	0,511	-	-	0,298	-	-
Асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором напряжением до 6,6 кВ, в обычном исполнении						
25I - 320	0,232	-	-	0,137	-	-
32I - 400	0,258	-	-	0,152	-	-
40I - 500	0,290	-	-	0,168	-	-
50I - 630	0,340	-	-	0,198	-	-
63I - 790	0,381	-	-	0,222	-	-

Б. Электродвигатели, работающие в сухих помещениях

Асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором напряжением до 660 В, в обычном исполнении						
0,8I - 1,5	0,002	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001
1,6 - 3,0	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002
3,1 - 5,5	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002

Продолжение таблицы 50

I	2	3	4	5	6	7
5,6 - 10,0	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,002
10,1 - 17,0	0,006	0,006	0,005	0,004	0,004	0,004
17,1 - 22,0	0,007	0,007	0,006	0,005	0,005	0,004
22,1 - 30,0	0,009	0,007	0,007	0,006	0,005	0,005
30,1 - 40,0	0,010	0,010	0,009	0,007	0,007	0,006
40,1 - 55,0	0,013	0,011	0,010	0,009	0,008	0,007
55,1 - 75,0	0,015	0,014	0,013	0,011	0,010	0,009
75,1 - 100,0	0,019	0,017	0,016	0,013	0,012	0,011
101,0 - 125,0	0,023	0,021	0,019	0,016	0,014	0,013

Асинхронные электродвигатели с фазным
ротором, крановые напряжением до 660 В,
в обычном исполнении

0,8I - 1,5	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002
1,6 - 3,0	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,002
3,1 - 5,5	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,002
5,6 - 10,0	0,006	0,005	0,004	0,004	0,003	0,003
10,1 - 17,0	0,008	0,007	0,007	0,006	0,005	0,005
17,1 - 22,0	0,009	0,008	0,007	0,006	0,006	0,005
22,1 - 30,0	0,010	0,010	0,009	0,007	0,007	0,006
30,1 - 40,0	0,013	0,013	0,011	0,009	0,009	0,008
40,1 - 55,0	0,016	0,014	0,013	0,011	0,010	0,009
55,1 - 75,0	0,020	0,018	0,017	0,014	0,013	0,012
75,1 - 100,0	0,024	0,022	0,020	0,017	0,015	0,014
101,0 - 125,0	0,029	0,027	0,025	0,020	0,019	0,017
125 - 160	0,036	0,033	0,030	0,025	0,023	0,021
161 - 200	0,040	0,037	0,033	0,028	0,026	0,023
201 - 250	0,045	0,040	0,037	0,031	0,028	0,026
251 - 320	0,048	0,044	0,040	0,033	0,031	0,028
321 - 400	0,053	0,050	0,045	0,037	0,034	0,031

Синхронные машины напряжением до 660 В,
в обычном исполнении

22,1 - 30,0	-	0,039	-	-	0,024	-
30,1 - 40,0	-	0,048	-	-	0,030	-
40,1 - 55,0	-	0,057	-	-	0,036	-

55,1	-	75,0	-	0,071	-	-	0,045	-
75,1	-	100,0	-	0,086	-	-	0,054	-
101,0	-	125,0	-	0,108	-	-	0,066	-
126	-	160	-	0,131	-	-	0,082	-
161	-	200	-	0,144	-	-	0,091	-

Коллекторные машины постоянного тока,
напряжением до 660 В в обычном испол-
нении

0,81	-	1,5	0,009	0,008	-	0,005	0,005	-
1,6	-	3,0	0,012	0,011	-	0,008	0,007	-
3,1	-	5,5	0,013	0,011	-	0,008	0,007	-
5,6	-	10,0	0,016	0,015	-	0,010	0,009	-
10,1	-	17,0	0,023	0,022	-	0,015	0,014	-
17,1	-	22,0	0,027	0,025	-	0,017	0,016	-
22,1	-	30,0	0,032	0,029	-	0,020	0,018	-
30,1	-	40,0	0,040	0,036	-	0,025	0,023	-
40,1	-	55,0	0,047	0,043	-	0,030	0,027	-

Примечание. 1. Для электродвигателей взрывозащищенного исполнения норматив численности увеличивается в 1,3 раза.

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

для одной смены - 0,043

для двух смен - 0,60.

3. Норматив численности на капитальный ремонт электродвигателей приведен на вид работ с полной перемоткой обмоток. На ремонт электродвигателей без перемотки обмоток, к нормативам численности применяется коэффициент 0,53.

4. Нормативная численность на межремонтное обслуживание предусматривается для электродвигателей, работающих в сухих помещениях в размере 10%, работающих на загрязненных участках - 15%, в условиях высокой влажности и в масле - 20% от нормативной численности на текущий ремонт.

5. В нормативах предусмотрено 10% на станочные работы.

5I. Ремонт силовых трансформаторов

Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ приведены в приложении 24.

Т а б л и ц а 5I

Мощность трансформатора, кВ	Нормативы явочной численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе	
	всёго	в том числе текущий ремонт
I	2	3

Силовые, трехфазные, двухобмоточные, масляные трансформаторы напряжением до 10 кВ

До 63	0,030	0,019
100	0,036	0,023
180	0,041	0,026
250	0,047	0,031
400	0,054	0,035
630	0,061	0,039
1000	0,073	0,047
1600	0,090	0,063
3500	0,104	0,071
4000	0,124	0,087
6300	0,146	0,103

Силовые, трехфазные, двухобмоточные, масляные трансформаторы, напряжением до 35 кВ

До 63	0,041	0,026
100	0,047	0,030
180	0,053	0,034
250	0,061	0,040
400	0,071	0,046
630	0,079	0,051
1000	0,094	0,060
1600	0,118	0,082
3500	0,135	0,092
4000	0,162	0,113
6300	0,190	0,134

Окончание таблицы 51

I	2	3
Силовые, трехфазные, двухобмоточные, сухие трансформаторы, напряжением до 10 кВ для внутренней установки		
До 63	0,022	0,014
100	0,025	0,016
180	0,029	0,019
250	0,033	0,022
400	0,038	0,025
630	0,042	0,027
1000	0,051	0,033
1600	0,067	0,044

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

для одной смены - 0,43

для двух смен - 0,60

2. Нормативная численность на межремонтное обслуживание трансформаторов предусматривается в размере 10% нормативной численности на текущий ремонт.

3. В нормативах предусмотрено 20% на станочные работы при капитальном ремонте и 10% - при текущем ремонте.

52. Ремонт электрических аппаратов напряжением выше 1000 В и силовых преобразователей

Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ приведены в приложении 25.

Т а б л и ц а 52

Наименование оборудования	Норматив явочной численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе	
	всего в т.ч. текущий ремонт	
I	2	3
Масляные выключатели внутренней установки на номинальный ток до 600 А	0,010	0,005
Масляные выключатели наружной установки до 35 кВ, на номинальный ток до 600 А	0,012	0,006

Окончание таблицы 52

I	2	3
Приводы ручные для масляных выключателей и разъединителей	0,002	0,001
Разъединители внутренней установки трехфазные с номинальным током до 600 А	0,003	0,001
Разъединители наружной установки до 35 кВ на номинальный ток до 600 А	0,005	0,002
Разрядники трубчатые и вентильные до 35 кВ	0,002	0,001
Предохранители на напряжение до 35 кВ	0,0013	0,001
Селеновые и купроксные выпрямители для зарядки аккумуляторов	0,002	0,001

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

для одной смены - 0,43

для двух смен - 0,60

2. Нормативная численность на межремонтное обслуживание электрических аппаратов предусматривается в размере 10% нормативной численности на текущий ремонт.

3. В нормативах предусмотрено 20% на станочные работы при капитальном ремонте и 10% - при текущем ремонте.

53. Ремонт электрических аппаратов напряжением до 1000 В

Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ приведены в приложении 26.

Т а б л и ц а 53

Наименование оборудования	Нормативы явочной численности на ремонт единиц оборудования при круглосуточной работе	
	всего	в т.ч. текущий ремонт
I	2	3
Рубильники с центральной рукояткой, трехфазные на номинальный ток до 600 А	0,0008	0,0005
Переключатели с центральной рукояткой, трехфазные на номинальный ток от 400 до 600 А	0,0015	0,0010
Рубильники с боковой рукояткой, трехфазные на номинальный ток до 600 А	0,0009	0,0005

Продолжение таблицы 53

I	2	3
Переключатели с боковой рукояткой, трех- фазные на номинальный ток от 400 до 600 А	0,0016	0,0010
Выключатели автоматические, установочные, трехфазные на номинальный ток, А		
До 200	0,002	0,001
200-400	0,003	0,002
400-600	0,004	0,002
Выключатели автоматические, воздушные, универсальные, с ручным и электромагнит- ным приводом на номинальный ток, А		
До 400	0,003	0,002
400-600	0,004	0,002
Пускатели магнитные нереверсивные для электродвигателей мощностью, кВт		
До 17	0,0025	0,002
30	0,004	0,003
55	0,004	0,003
75	0,007	0,005
Пускатели магнитные, реверсивные для электродвигателей мощностью, кВт		
До 17	0,005	0,004
30	0,007	0,005
55	0,008	0,006
75	0,011	0,008
Тахогенераторы	0,003	0,002
Дисталляторы	0,007	0,002
Измерительные приборы	0,003	0,001
Выпрямители	0,005	0,003
Предохранители	0,003	0,001
Контакты переменного тока, на номиналь- ный ток А		
До 150	0,006	0,005
300	0,007	0,006
600	0,009	0,007
Контакты постоянного тока на номи- нальный ток, А		
До 150	0,0045	0,004

Продолжение таблицы 53

I	2	3
350	0,0056	0,005
600	0,0070	0,006
Пакетные выключатели на номинальный ток, до 100 А	0,0014	0,001
Пакетные переключатели на номинальный ток, А		
До 63	0,0024	0,002
100	0,0025	0,002
Командоаппараты кулачковые, регулируемые с числом рабочих цепей		
До 6	0,005	0,004
8	0,008	0,006
Командоаппараты кулачковые нерегулиру- емые с числом рабочих цепей		
До 6	0,003	0,002
10	0,005	0,004
Контролеры кулачковые постоянного и пере- менного тока с сопротивлением для электро- двигателей мощностью до 25 кВт	0,008	0,006
Командоконтролеры с количеством цепей		
6	0,005	0,004
12	0,006	0,005
Кнопки управления с числом кнопок		
2 (на 10 шт.)	0,001	0,001
3 (на 10 шт.)	0,002	0,002
Ящики сопротивления, защищенные с числом элементов 6-45 и предельным током до 200 А, объемной мощностью 1200 В	0,0023	0,002
Реостаты пусковые масляные для двигателей мощностью 500-700 кВт	0,026	0,022
Реостаты возбуждения для генераторов на- пряжения и зарядных генераторов объемной мощностью, кВт		
300	0,006	0,005
550	0,007	0,006
840	0,008	0,007
Реле управления и защиты общепромышленного назначения		
промежуточное реле	0,0012	0,001
реле электромагнитные, реле напряжения и максимального тока	0,0013	0,001

Продолжение таблицы 53

I	2	3
реле контроля скорости	0,0013	0,001
реле сигнальное	0,0013	0,001
реле торможения	0,0014	0,001
Муфты фрикционные электромагнитные с передаваемым моментом, кгс.м		
100	0,003	0,002
160	0,005	0,004
Муфты электромагнитные для дистанционного управления с моментом сцепления, кгс.м		
1,6 - 6,3	0,0026	0,002
10,0 - 25,0	0,0030	0,002
40,0 - 160,0	0,0040	0,003
Электромагниты тормозные переменного тока с тяговым усилием, кгс		
35	0,006	0,005
70	0,009	0,007
115	0,012	0,009
140	0,016	0,013
Пункты распределительные силовые с числом установочных трехфазных автоматических выключателей, шт.		
4	0,006	0,005
6	0,008	0,006
8	0,011	0,008
10	0,012	0,009
12	0,016	0,012
Щитки осветительные распределительные с числом автоматических выключателей, шт.		
4	0,004	0,003
8	0,004	0,003
Электроосветительная арматура на 10 светильников		
с одной лампой накаливания	0,002	0,002
с люминесцентными лампами	0,003	0,003
во взрывозащищенном исполнении	0,005	0,001
Трансформаторы напряжения для внутренней установки	0,007	0,005
Трансформаторы тока катушечные до 1500 А для внутренней установки	0,004	0,003

Окончание таблицы 53

I	2	3
Трансформаторы для местного освещения, напряжением, В		
До 250	0,0015	0,001
630	0,0016	0,001
1000	0,0027	0,002

Примечание. 1. При работе оборудования в одну смену или два смены к нормативам численности применяются коэффициенты

для одной смены - 0,43

для двух смен - 0,60

2. Нормативная численность на межремонтное обслуживание предусматривается в размере 10% от нормативной численности на текущий ремонт.

3. В нормативах предусмотрено 20% станочных работ при капитальном ремонте и 10% - при текущем ремонте.

54. Ремонт трансформаторных подстанций, распределительных устройств 6-10 кВ и станций управления скважинами

Основные показатели системы плано-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ приведены в приложении 27.

Т а б л и ц а 54

Техническая характеристика	Нормативы явочной численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе	
	всего	в т.ч. текущий ремонт
I	2	3
Распределительные устройства типа КСО-2УМ		
Ячейка ввода	0,014	0,004
Ячейка трансформатора напряжения-разрядника	0,010	0,003
Фидерная ячейка	0,014	0,004
Ячейка статических конденсаторов	0,011	0,003
Ячейка трансформатора собственных нужд	0,010	0,003

Окончание таблицы 54

I	2	3
На РУ	0,014	0,004
На подстанцию	0,046	0,013
На подстанцию	0,015	0,004
На станцию	0,0301	0,020
На станцию	0,012	0,008
На комплект	0,028	0,008
Промысловые трансформаторные подстанции	0,016	0,004
Работающие в буровых установках	0,033	0,009
На подстанцию	0,004	0,001

Примечание. I. Нормативы численности на ремонт силовых трансформаторов, магнитных пускателей и масляных выключателей, входящих в комплект оборудования РУ и подстанций, приведены в соответствующих таблицах.

2. В нормативах предусмотрено 10% на станочные работы при текущем и капитальном ремонте.

55. Ремонт электрических сетей и линий связи

Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ приведены в приложения 28.

Т а б л и ц а 55

Электрические сети	Нормативы явочной численности на ремонт единицы оборудования в расчете на год		
	в т.ч. по видам ремонта		
I	всего	текущий	капитальный
	2	3	4
Воздушные линии напряжением 6,35 кВ на металлических и железобетонных опорах, на 1000 м однолинейного провода сечением, мм ²			
50 - 70	0,003	0,002	0,001
95 и более	0,004	0,002	0,002
Воздушные линии напряжением до 1000 В на деревянных опорах, на 1000 м однолинейного провода, сечением мм ²			
до 35	0,002	0,001	0,001
50	0,004	0,002	0,002
70	0,004	0,002	0,002
95 и более	0,005	0,002	0,003
Воздушные линии напряжением до 1000 В на металлических и железобетонных опорах, на 1000 м однолинейного провода, сечением мм ²			
до 35	0,002	0,001	0,001
50	0,002	0,001	0,001
70	0,002	0,001	0,001
95 и более	0,003	0,002	0,001
Кабельные линии до 10 кВ, проложенные в земле, на 1000 м, сечением мм ²			
95 - 120	0,013	0,001	0,002
Кабельные линии до 10 кВ, проложенные под кирпичным и бетонным основаниям, на 1000 м, сечением мм ²			
16 - 35	0,009	0,007	0,002
50 - 70	0,015	0,012	0,003
95 - 120	0,016	0,014	0,002

Продолжение таблицы 55

1	2	3	4
Кабельные линии связи, на 100 м, при количестве пар			
1 и 2	0,0023	0,002	0,0003
5 и 10	0,005	0,004	0,001
20, 30 и 50	0,006	0,005	0,001
100 и 150	0,007	0,006	0,001
200 и 300	0,010	0,008	0,002
Внутрицеховые силовые сети, проложенные в трубах, на 100 м провода, с затягиванием четырех проводов, сечением мм ²			
1,5 - 6	0,0012	0,001	0,002
10 - 16	0,0012	0,001	0,0002
25 - 35	0,005	0,004	0,001
50 - 70	0,006	0,005	0,001
свыше 70	0,007	0,006	0,001
Осветительные сети из кабеля, провода, шнура по кирпичным и бетонным основаниям, на 100 м провода, сечением мм ²			
2 x 1,5 - 4	0,003	0,002	0,001
3 x 1,5 - 4	0,004	0,003	0,001
То же при скрытой проводке, сечением мм ²			
2 x 1,5 - 4	0,002	0,001	0,001
3 x 1,5 - 4	0,003	0,002	0,001
Контрольный кабель сечением 1,5 мм ² , проложенный в земле, на 1000 м кабеля, с числом жил			
4 - 7	0,006	0,005	0,001
10 - 19	0,007	0,006	0,001
Распределительные сети заземления, на 100 м	0,002	-	0,002
Заземляющие устройства подстанций, на I контур	0,001	-	0,001
Контрольный кабель сечением 2:6 мм ² , проложенный в земле, на 1000 м кабеля, с числом жил			
4 - 7	0,007	0,006	0,001
10 - 19	0,008	0,007	0,001
27 - 37	0,011	0,009	0,002
Контрольный кабель сечением 4 мм ² , проложенный в земле, на 1000 м кабеля, с числом жил			
4 - 7	0,008	0,007	0,001
10 - 19	0,010	0,009	0,001

Окончание таблицы 55

I	2	3	4
27 - 37	0,012	0,010	0,002
Контрольный кабель сечением 4 мм ² , проложенный в непроходном канале и трубах, с числом жил			
4 - 7	0,012	0,010	0,002
10 - 19	0,015	0,013	0,002
27 - 37	0,019	0,016	0,003
Внутрицеховые силовые сети, проложенные изолированным проводом по кирпичным и бетонным основаниям, на высоте более 2,5 м, на 100 м провода, сечением мм ²			
1,5 - 6	0,004	0,003	0,001
10 - 16	0,005	0,004	0,001
25 - 35	0,005	0,004	0,001
50 - 70	0,005	0,005	0,001
свыше 70	0,007	0,006	0,002

Примечание. 1. Нормативная численность на межремонтное обслуживание сетей и линий связи предусматривается в размере 10% от нормативной численности на текущий ремонт.

2. В нормативах предусмотрено 5% на станочные работы при текущем и капитальном ремонте.

56. Ремонт электросварочного оборудования

Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ приведены в приложении 29.

Т а б л и ц а 56

Наименование оборудования	Нормативы явочной численности на ремонт единицы оборудова- ния при круглосуточной работе	
	всего	в т.ч. текущий ремонт
I	2	3
Сварочные генераторы постоянного тока для передвижных сварочных агрегатов на номинальный сварочный ток, А		
120	0,022	0,011
300	0,029	0,016

Окончание таблицы 56

I	2	3
500	0,035	0,018
Сварочные трансформаторы на номинальный сварочный ток, А		
160	0,012	0,006
300	0,018	0,009
500	0,026	0,013
Автоматы и полуавтоматы для дуговой сварки и наплавки под флюсом в защитных газах с источником питания от однофазных сварочных преобразователей на номинальный сварочный ток, А		
500	0,059	0,029
1000	0,096	0,049
Однофазные сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток, А		
120	0,031	0,016
300	0,035	0,018
500	0,052	0,026
1000	0,078	0,039
Однофазные сварочные выпрямители на номинальный сварочный ток, А		
125	0,031	0,016
300	0,045	0,023
500	0,078	0,039

Примечание. 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. Нормативная численность на межремонтное обслуживание предусматривается в размере 10% нормативной численности на текущий ремонт.

3. В нормативах предусмотрено 15% на станочные работы при текущем и капитальном ремонте.

57. Ремонт передвижных электросварочных агрегатов

Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ приведены в приложении 30.

Т а б л и ц а 57

Наименование оборудования	Нормативы явочной численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе	
	всего	в т.ч. текущий ремонт
Электросварочные агрегаты с двигателем ГАЗ	0,153	0,071
То же с двигателем ЗИЛ	0,205	0,097
То же с двигателем ЯАЗ	0,223	0,104
Электросварочные агрегаты постоянного тока ПС-100	0,147	0,065
То же ПС-300	0,162	0,071

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

для одной смены - 0,43

для двух смен - 0,60

2. В нормативах предусмотрено 20% на станочные работы при текущем и капитальном ремонте.

58. Ремонт электрической части кранов электрокранбалок и подъемников

Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ приведены в приложении 31.

Т а б л и ц а 58

Грузоподъемность, т	Нормативы явочной численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе	
	всего	в т.ч. текущий ремонт
I	2	3

Работавшие на переменном токе в защищенных помещениях

5	краны мостовые электрические, крановые	0,048	0,023
---	--	-------	-------

Продолжение таблицы 58

I	2	3
10	0,064	0,031
15	0,070	0,034
20 - 30	0,097	0,047
краны электрические консольно-поворотные		
0,5	0,012	0,006
1,5	0,014	0,007
2	0,023	0,011
3	0,031	0,015
5	0,035	0,017
тали электрические		
0,25 - 0,5	0,006	0,003
1	0,009	0,004
2	0,011	0,005
3 - 5	0,012	0,006
электрокранбалки		
1	0,027	0,013
2	0,029	0,014
3	0,031	0,015
5	0,031	0,015
Работающие на переменном токе на открытых площадках		
краны мостовые электрические, кривоногие		
5	0,083	0,058
10	0,109	0,076
15	0,120	0,084
20 - 30	0,166	0,116
краны электрические консольно-поворотные		
0,5	0,021	0,015
1,5	0,023	0,016
2,0	0,039	0,027
3,0	0,052	0,036
5,0	0,060	0,042

Окончание таблицы 58

I	2	3
табл электрические		
0,25 - 0,5	0,010	0,007
I	0,016	0,011
2	0,019	0,013
3 - 5	0,021	0,015
электрокранбалки		
I	0,047	0,033
2	0,050	0,035
3	0,052	0,036
5	0,055	0,038
Работы на постоянном токе в защищенных помещениях		
5	0,070	0,034
10	0,081	0,039
15	0,088	0,042
20	0,118	0,057
30	0,112	0,054
Работы на постоянном токе на открытых площадках		
5	0,120	0,084
10	0,140	0,098
15	0,151	0,105
20	0,203	0,142
30	0,193	0,135

Примечание. 1. Нормативы численности на ремонт электродвигателей, магнитных пускателей и контакторов приведены в соответствующих таблицах.

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

для одной смены - 0,43

для двух смен - 0,60

3. В нормативах предусмотрено 10% на станочные работы при текущем и капитальном ремонте.

59. Ремонт аккумуляторных батарей, статических конденсаторов, электропечей сопротивления, электрической части электростанций

Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ приведены в приложении 32.

Т а б л и ц а 59

Наименование оборудования и его техническая характеристика	Нормативы явочной численности на ремонт единицы оборудования при круглосуточной работе		
	всего	в т.ч. по видам ремонтов	
		текущий	капитальный
I	2	3	4
Аккумуляторные батареи			
До 72 А-ч	0,015	0,006	0,009
144 А-ч	0,016	0,007	0,009
288 А-ч	0,019	0,009	0,010
432 А-ч	0,020	0,009	0,011
576 А-ч	0,021	0,010	0,011
720 А-ч	0,024	0,012	0,012
1152 А-ч	0,031	0,014	0,017
1440 А-ч	0,037	0,017	0,018
1728 А-ч	0,036	0,017	0,019
2304 А-ч	0,049	0,022	0,027
Установка (батарея) статических конденсаторов			
До 80 кВ	0,008	0,004	0,004
100 кВ	0,012	0,006	0,006
250 кВ	0,018	0,009	0,009
320 кВ	0,020	0,010	0,010
400 кВ	0,024	0,012	0,012
500 кВ	0,029	0,015	0,014
750 кВ	0,034	0,017	0,017
1000 кВ и более	0,042	0,022	0,020
Электропечи сопротивления			
До 15 кВт	0,012	0,008	0,004
30 кВт	0,017	0,011	0,006
45 кВт	0,024	0,015	0,009

Окончание таблицы 59

I	2	3	4
60 кВт	0,029	0,018	0,011
75 кВт	0,035	0,022	0,013
90 кВт	0,041	0,026	0,015
100 кВт	0,047	0,030	0,017
110 кВт и более	0,054	0,035	0,019

Передвижные электростанции мощностью, кВт

До 6	0,0210	0,0028	0,0182
7 - 10	0,0300	0,0040	0,0260
11 - 21	0,0480	0,0064	0,0416
22 - 36	0,0600	0,0080	0,0520
37 - 60	0,0802	0,0100	0,0702

Полустационарные низковольтные электростанции
мощностью, кВт

61 - 80	0,0840	0,0112	0,0728
81 - 100	0,0950	0,0144	0,0806
101 - 130	0,1128	0,0192	0,0936
131 - 160	0,1496	0,0248	0,1248
161 - 400	0,1700	0,0400	0,1300

Полустационарные высоковольтные электростанции
мощностью, кВт

250 - 460	0,2040	0,0480	0,1560
-----------	--------	--------	--------

Примечание. 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. В нормативах на ремонт электропечей предусмотрена предусмотрено 5% на станочные работы при капитальном и текущем ремонте.

60. Электроработы

Т а б л и ц а 60

Выполняемая работа	Норматив явочной численности
Измерение сопротивления заземления, испытание кабелей 6 кВ, испытание электродвигателей 6 кВ. Наладка защиты, измерение сопротивления, изоляции вторичной коммуникация. Испытание высоковольтной линии выпрямленным напряжением, наладка новых трансформаторных подстанций, периодическая проверка средств защиты, приборов контроля, учета и пр.	5% от норматива и численности рабочих, занятых ремонтом и обслуживанием электрооборудования

Р а з д е л УШ. ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ СРЕДСТВ

И СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ И ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ

61. Обслуживание и ремонт средств и систем автоматизация на групповых замерных установках, объектах подготовки и перекачки нефти, поддержания пластового давления, подготовки и компримирования попутного газа

Профессия: : слесарь КИП и А.

Т а б л и ц а 61

на введенные в эксплуатацию средства и системы автоматизация (до первого капитального ремонта) численность определяется только на техническое обслуживание, госповерки, оргработы и др.

Наименование оборудования	Количество	Норматив явочной численности на весь объем работ	в том числе:	
			на текущий и капитальный монтаж	на техническое обслуживание, госповерки, оргработы и др.
I	2	3	4	5

I. ГЗУ "Спутник" - автоматизированная (со счетчиком газа "Агат")

I. Манометр электроконтактный во взрывобезопасном корпусе ВЭ-16РБ I 0,0020 0,0014 0,0006

Продолжение таблицы 61

1	2	3	4	5
2. Дебитомер "Импульс"	I	0,0144	0,0103	0,0041
3. Заслонка газовая	I	0,0047	0,0034	0,0013
4. Переключатель скважин с электро-приводом ПСМ	I	0,0153	0,0109	0,0044
5. Счетчик нефти турбинный ТОР-I	I	0,0073	0,0052	0,0021
6. Счетчик газа турбинный "Агат"	I	0,0591	0,0402	0,0189
7. Регулятор расхода РР	I	0,0216	0,0154	0,0062
8. Блок автоматики БУИ	I	0,0172	0,0167	0,0005
9. Блок питания БП	I	0,0146	0,0146	-
10. Вторичный прибор "Агат"	I	0,0137	0,0137	-
Итого		0,1699	0,1318	0,0381

2. ГЗУ "Спутник" - телемеханизированная (со счетчиком газа "Агат")

I. Манометр электроконтактный во взрывобезопасном корпусе ВЭ-16РБ	I	0,0020	0,0014	0,0006
2. Дебитомер "Импульс"	I	0,0144	0,0103	0,0041
3. Заслонка газовая	I	0,0047	0,0034	0,0013
4. Переключатель скважин с электро-приводом ПСМ	I	0,0153	0,0109	0,0044
5. Счетчик нефти турбинный ТОР-I	I	0,0073	0,0052	0,0021
6. Счетчик газа турбинный "Агат"	I	0,0591	0,0402	0,0189
7. Регулятор расхода РР	I	0,0216	0,0154	0,0062
8. Блок автоматики БУИ	I	0,0172	0,0167	0,0005
9. Блок питания БП	I	0,0146	0,0146	-
10. Вторичный прибор "Агат"	I	0,0137	0,0137	-
11. Контрольный пункт КП-I		0,0338		
Итого		0,2037	0,1318	0,0381

3. ГЗУ "Спутник" - автоматизированная (без счетчика газа "Агат")

I. Манометр электроконтактный во взрывобезопасном корпусе ВЭ-16РБ	I	0,0020	0,0014	0,0006
2. Дебитомер "Импульс"	I	0,0144	0,0103	0,0041
3. Заслонка газовая	I	0,0047	0,0034	0,0013
4. Переключатель скважин с электро-приводом ПСМ	I	0,0153	0,0109	0,0044
5. Счетчик нефти турбинный ТОР-I	I	0,0073	0,0052	0,0021

Продолжение таблицы 6I

I	2	3	4	5
6. Регулятор расхода РР	I	0,0216	0,0154	0,0062
7. Блок автоматики БУИ	I	0,0172	0,0167	0,0005
8. Блок питания БП	I	0,0146	0,0146	-
9. Вторичный прибор "Агат"	I	0,0137	0,0137	-
Итого		0,1108	0,0916	0,0192
4. ГЭУ "Спутник" - телемеханизированная (без счетчика газа)				
1. Манометр электроконтактный во взрывобезопасном корпусе ВЭ-16РБ	I	0,0020	0,0014	0,0006
2. Дебитомер "Импульс"	I	0,0144	0,0103	0,0041
3. Заслонка газовая	I	0,0047	0,0034	0,0013
4. Переключатель скважин с электро-приводом ПСМ	I	0,0153	0,0109	0,0044
5. Счетчик нефти турбинный ТОР-I	I	0,0073	0,0052	0,0021
6. Регулятор расхода РР	I	0,0216	0,0154	0,0062
7. Блок автоматики БУИ	I	0,0172	0,0167	0,0005
8. Блок питания БП	I	0,0146	0,0146	-
9. Вторичный прибор "Агат"	I	0,0137	0,0137	-
10. Контрольный пункт Кп-I		0,0338		
Итого		0,1446	0,0916	0,0192
5. Водораспределительная гребенка ПЩ - автоматизированная				
Устьевой расходомер нагнетательной скважины (счетчик воды электромагнитный) (ПРЭМ-ПШМ) СВЭМ	4	0,0381	0,0381	-
6. Водораспределительная гребенка ПЩ - телемеханизированная				
1. Устьевой расходомер нагнетательной скважины (счетчик воды электромагнитный) СВЭМ	4	0,0381	0,0381	-
2. Стойка "Электрон-2М" в комплекте с БУ	I	0,0269	0,0269	-
3. Аппаратура КП устройства телемеханики ТМ-600	I	0,0338	0,0338	-
Итого		0,0988	0,0988	

Продолжение таблицы 6I

I	2	3	4	5
<u>Газлифтный куст скважин</u>				
<u>7. Газосепаратор</u>				
1. Датчик уровня ДУЖЭ	2	0,0056	0,0053	0,0003
2. Исполнительный механизм сброса конденсата МИМ	I	0,0011	0,0010	0,0001
Итого		0,0067	0,0063	0,0004
<u>8. Газоманифольд высокого давления</u>				
1. Датчик перепада с электрическим выходом 0-20МА	9	0,0539	0,0464	0,0075
2. Диафрагма быстросъемная	9	0,0068	0,0062	0,0006
3. Датчик давления с электрическим выходом 0-20МА	9	0,0539	0,0464	0,0075
4. Датчик уровня NivOTROL	2	0,0056	0,0053	0,0003
5. Датчик загазованности STI	I	0,0047	0,0038	0,0009
6. Исполнительный механизм PCV	9	0,0264	0,0180	0,0064
7. Отсекающая задвижка MSV-5I	I	0,0053	0,0035	0,0018
8. Регулятор подачи газа FCV	8	0,0130	0,0080	0,0050
9. Датчик температуры включения отсекающих TV	4	0,0086	0,0084	0,0002
10. Датчик температуры с электрическим выходом 0-20МА	I	0,0060	0,0052	0,0008
Итого		0,1842	0,1512	0,0330
<u>9. Блок терминала местной автоматизации</u>				
1. Система управления исполнительными механизмами, насосами подачи реагента FCV	I	0,0172	0,0167	0,0005
2. Вторичный прибор загазованности, автоматизация включения вентиляции, аварийная отсечка IM MO	I	0,0172	0,0167	0,0005
3. Схема сопряжения с аккумуляторными и резервными по питанию	I	0,0172	0,0167	0,0005
4. Система регуляторов температуры в БТМА	I	0,0172	0,0167	0,0005
5. Схема автоматического сброса конденсата с газосепаратора	I	0,0172	0,0167	0,0005
Итого		0,0860	0,0835	0,0025

Продолжение таблицы 6I

I	2	3	4	5
10. Установка подготовки нефти производительностью				
3,5 млн.т в год (ГДР)				
10.1. Приборы системы АВС и "Старт"				
1. Приборы вторичные пневматические	I2	0,0536	0,052I	0,0015
ПВ-3,2				
2. " ПВ10-1Э	I5	0,102I	0,1002	0,0019
3. " ПВ-1,3	22	0,0542	0,0514	0,0028
4. " ПВ4-27	2	0,0076	0,0074	0,0002
5. Регуляторы пневматические				
ПР3-2I,22	32	0,1899	0,1846	0,0053
6. " ПР-1,5	3	0,0075	0,0070	0,0005
10.2. Мосты				
7. Мосты самопишущие односточечные без дополнительных устройств КСМ2-002	46	0,4166	0,2899	0,1267
10.3. Потенциометры				
8. Потенциометры самопишущие без дополнительных устройств КСП2-004	I8	0,164I	0,1138	0,0503
10.4. Преобразователи				
9. Электропневмопреобразователи ПТ-ТС-68	9	0,0539	0,0464	0,0075
10. Преобразователи ПЭ-53М	4	0,0239	0,0206	0,0033
11. Преобразователи температуры ПТ-ТП-62	9	0,0539	0,0464	0,0075
10.5. Лагометры				
12. Лагометры пирометрические Л-64	10	0,0577	0,0434	0,0143
10.6. Термометры сопротивления и термопары				
13. Термометры сопротивления ТСМ	20	0,0182	0,0174	0,0006
14. Термопары, работающие в нормальных условиях ТХК-УХУ	8	0,0011	0,0008	0,0003
15. Гальвны для термометров и термоэлементов ДВ-2Р-227	23	0,0082	0,0025	0,0057
10.7. Дифманометры				
16. Дифманометры мембранные с пневматической передачей ДММК-100	9	0,0476	0,0456	0,0020

Продолжение таблицы 6I

I	2	3	4	5
17. Дифманометры кольцевые с электрической передачей ДКС-ВТО	11	0,0768	0,0724	0,0044
18. Дифманометры сильфонные, показывающие, с сигнальным устройством, дифманометры сильфонные с интегратором ДСП-77-8В	5	0,0537	0,0499	0,0038
10.8. Ротаметры				
19. Ротаметры РС	5	0,0037	0,0024	0,0013
10.9. Расходомеры				
20. Суммирующий прибор КРЭ IIII	12	0,1265	0,1034	0,0231
21. Турбинный преобразователь ДУ-250	6	0,0491	0,0422	0,0069
22. Вторичный прибор Кор-Мас-1	65	4,4422	3,9611	0,4811
10.10. Приборы для измерения уровня жидкости				
23. Уравнемеры УВ-1-П	13	0,0355	0,0344	0,0011
24. Датчики уровня жидкости ДУЖЭ-200	7	0,0198	0,0185	0,0013
10.11. Сигнализаторы				
25. Сигнализаторы уровня СУЖ-1	13	0,2123	0,1190	0,0933
26. " ЭРСУ-2	2	0,0190	0,0050	0,0140
10.12. Манометры				
27. Манометры электроконтактные двухпозиционные ЭМ-160-1	65	0,0615	0,0545	0,0070
28. Манометры электроконтактные во взрывонепроницаемом корпусе ВЭ-16 рб	35	0,0474	0,0436	0,0038
29. Манометры контрольные однострелочные для точных измерений МТИ-1211	94	0,0595	0,0533	0,0062
30. Манометры, показывающие, сильфонные с пневматическим выходным сигналом МС-12	6	0,0233	0,0218	0,0015
31. Манометр общего назначения МТ-60	50	0,0164	0,0141	0,0023
10.13. Датчики				
32. Датчики магнитно-индукционные МаД	6	0,0307	0,0304	0,0003
33. Датчики реле напора ДН	2	0,0053	0,0052	0,0001

Продолжение таблицы 6I

I	2	3	4	5
10.14. Диафрагмы				
34. Диафрагмы камерные от 100 до 200 мм	19	0,0182	0,0158	0,0024
10.15. Напоромеры и тягомеры				
35. Напоромеры сильфонные НСП-I	3	0,0078	0,0076	0,0002
10.16. Регуляторы давления				
36. Регуляторы прямого действия РДУК-150	2	0,0040	0,0027	0,0013
10.17. Редукторы давления				
37. Редукторы давления с фильтром РДФ-3	50	0,0909	0,0868	0,0041
10.18. Хроматографы				
38. Командный электропневматический прибор КЭП-12У	2	0,0114	0,0084	0,0030
10.19. Газосигнализаторы				
39. Сигнализатор горючих паров нефти и нефтепродуктов СИТ-4	2	0,0561	0,0377	0,0184
10.20. Исполнительные механизмы				
40. Клапаны с условным диаметром выше 200 мм 25С-32НМ	9	0,0264	0,0180	0,0084
41. Отсекатели газа ОС-2	10	0,0535	0,0351	0,0184
10.21. Позициметры				
42. Позициметры ПР-10	9	0,0075	0,0045	0,0030
10.22. Задвижки				
43. Задвижки электроприводные ЭПЗ	15	0,0209	0,0125	0,0084
10.23. Система автоматики и отдельные элементы				
44. Автомат контроля пламени "Пламя"	8	0,0370	0,0344	0,0026
45. Кнопка четырехполюсные	40	0,1309	0,1108	0,0201
46. Выключатели конечные	15	0,0491	0,0416	0,0075
47. Реле сигнализации РНС-3М	300	0,3504	0,3006	0,0498
48. Реле времени	60	0,0701	0,0601	0,0100

Продолжение таблицы 6I

I	2	3	4	5
49. Реле температуры дилатметрические ТУДЭ	15	0,0683	0,0671	0,0012
50. Реле герметичные	150	0,1000	0,0876	0,0124
51. Реле промежуточные "Шрайк"	150	0,1000	0,0876	0,0124
10.24. Щитовые приборы				
52. Вольтметры М 206	8	0,0271	0,0209	0,0062
Итого явочная численность по п.10		7,7724	6,7005	1,0719

II. Компрессорная станция (импортная часть)

II.1. Приборы КИПиА линии К-100, К-200, К-300

1. Дроссельная заслонка	6	0,0476	0,0332	0,0144
2. Антипомпажный вентиль (регулятор производительности)	3	0,0238	0,0166	0,0072
3. Отсекающий клапан	50	0,8576	0,8326	0,0250
4. Электровентиль	50	0,8576	0,8326	0,0250
5. Сужающее устройство	5	0,0058	0,0052	0,0006
6. Датчик расхода	5	0,0264	0,0253	0,0011
7. Контактор давления	21	0,1076	0,1064	0,0012
8. Технический манометр	21	0,0069	0,0059	0,0010
9. Датчик давления РТ	36	0,3087	0,3066	0,0021
10. Регулятор уровня	3	0,0163	0,0110	0,0053
11. Указатель уровня жидкости	4	0,0349	0,0342	0,0007
12. Датчик предельного уровня	30	0,2389	0,2364	0,0025
13. Термометр манометрический	13	0,0176	0,0171	0,0005
14. Зонд сопротивления	9	0,0041	0,0038	0,0003
15. Регулятор температуры	9	0,0351	0,0326	0,0025
16. Контактор температуры	20	0,0271	0,0263	0,0008
17. Анализатор	1	0,0158	0,0118	0,0040
18. Датчик вибрации	36	0,4436	0,4256	0,0180
19. Усилитель вибрации	36	0,4436	0,4256	0,0180
20. Датчик осевого сдвига	9	0,1109	0,1064	0,0045
21. Усилитель осевого сдвига	9	0,1109	0,1064	0,0045
22. Термопара	36	0,0052	0,0037	0,0015
Итого:		3,7460	3,6053	0,1407

Продолжение таблицы 61

I	2	3	4	5
II.2. Приборы системы "Факел"				
1. Регулировочный клапан	6	0,0154	0,0149	0,0005
2. Электровентиль	6	0,1029	0,0999	0,0030
3. Технический манометр	6	0,0020	0,0017	0,0003
4. Контактор давления	20	0,0189	0,0168	0,0021
5. Термопара	3	0,0004	0,0003	0,0001
6. Регулятор температуры	3	0,0117	0,0109	0,0008
7. Щит автоматики	1	0,0171	0,0167	0,0004
8. Сигнальная арматура	20	0,0621	0,0554	0,0067
Итого		0,2305	0,2166	0,0139
II.3. Приборы КИПА - сеть конденсатов				
1. Датчик уровня жидкости	1	0,0028	0,0026	0,0002
2. Регулятор уровня	1	0,0054	0,0037	0,0017
3. Указатель уровня жидкости	1	0,0090	0,0088	0,0002
4. Регулировочный клапан	4	0,0217	0,0147	0,0071
5. Технический манометр	1	0,0003	0,0003	-
6. Термометр	1	0,0014	0,0013	-
7. Контактор давления	20	0,0271	0,0249	0,0022
8. Датчик предельного уровня	10	0,0283	0,0265	0,0018
9. Регулировочный клапан	2	0,0108	0,0073	0,0035
10. Контактор температуры	1	0,0013	0,0013	-
11. Регулятор давления	1	0,0028	0,0013	0,0015
12. Электроприводная задвижка	6	0,1029	0,0999	0,0030
Итого		0,2138	0,1926	0,0212
II.4. Приборы КИПА - регенерация гликоля				
1. Регулировочный клапан	9	0,0488	0,0329	0,0159
2. Электровентиль	10	0,1715	0,1665	0,0050
3. Сигнализатор расхода	2	0,0223	0,0218	0,0005
4. Технический манометр	7	0,0023	0,0020	0,0003
5. Контактор давления	6	0,0081	0,0075	0,0006
6. Регулятор уровня	4	0,0217	0,0146	0,0071
7. Датчик уровня жидкости	2	0,0057	0,0053	0,0004
8. Указатель уровня жидкости	6	0,0538	0,0528	0,0010
9. Сигнализатор уровня	9	0,0717	0,0709	0,0008
10. Термометры	7	0,0095	0,0092	0,0003

Продолжение таблицы 61

I	2	3	4	5
11. Регулятор температуры	2	0,0078	0,0073	0,0005
12. Контактёр температуры	7	0,0095	0,0092	0,0003
13. Детектор пламени	1	0,0046	0,0043	0,0003
14. Усилитель	1	0,0139	0,0139	-
15. Щит автоматики	1	0,0171	0,0167	0,0004
16. Универсальный переключатель	2	0,0062	0,0055	0,0007
17. Сигнальная арматура	3	0,0093	0,0083	0,0010
18. Кнопка управления	6	0,0196	0,0166	0,0030
Итого		0,5034	0,4653	0,0381

II.5. Приборы КИПА - маслостанция

1. Клапан регулировочный	8	0,0434	0,0292	0,0142
2. Регулятор давления	2	0,0057	0,0027	0,0030
3. Датчик управления жидкости	6	0,0170	0,0159	0,0011
4. Регулятор уровня	6	0,0326	0,0220	0,0106
5. Указатель уровня жидкости	19	0,1705	0,1671	0,0034
6. Датчик предельного уровня	9	0,0255	0,0239	0,0016
7. Электровентиль	6	0,1029	0,0999	0,0030
8. Манометр технический	25	0,0082	0,0071	0,0011
9. Электроприводные задвижки	6	0,1029	0,0999	0,0030
10. Термометр	20	0,0271	0,0263	0,0008
11. Контактёр температуры	6	0,0081	0,0079	0,0002
12. Контактёр давления	22	0,0298	0,0274	0,0024
13. Контактёр расхода	2	0,0106	0,0101	0,0005
14. Щит автоматики	1	0,0171	0,0167	0,0004
Итого		0,6014	0,5561	0,0453

II.6. Приборы КИПА - воздушная компрессорная

1. Манометр	1	0,0003	0,0003	-
2. Контактёр давления	6	0,0081	0,0075	0,0006
3. Контактёр температуры	8	0,0108	0,0105	0,0003
4. Анализатор	1	0,0158	0,0118	0,0004
5. Щит автоматики	1	0,0171	0,0167	0,0004
6. Автоматическое управление воздушными компрессорами	2	0,0343	0,0333	0,0010
Итого		0,0864	0,0801	0,0063

Продолжение таблицы 6I

I	2	3	4	5
II.7. Общие приборы КИПАА – щит управления КС				
Органы управления общей частью и регенерацией гликоля				
1. Щит общих параметров	2	0,0343	0,0333	0,0010
2. Универсальный переключатель	I4	0,0434	0,0388	0,0046
3. Сигнальная арматура	I32	0,4099	0,3658	0,044I
4. Кнопка управления	30	0,0982	0,083I	0,015I
Итого		0,5858	0,5210	0,0648
II.8. Органы управления К-100, К-200, К-300				
Регулирующие сигнальные приборы				
1. Щит автоматики	3	0,0514	0,0500	0,0014
2. Кнопки управления	84	0,2748	0,2328	0,0420
3. Сигнальная арматура	I86	0,5775	0,5154	0,062I
4. Потенциометр многоточечный	5	0,0384	0,0266	0,0118
5. Электронный регулятор	18	0,3284	0,3284	-
6. Сигнализатор обнаружения газа	7	0,1227	0,0650	0,0577
7. Кнопки с ключом	2I	0,0687	0,0582	0,0105
8. Сигнализатор обнаружения точки росы	2	0,0268	0,0238	0,0030
9. Щит пожарной автоматики	I	0,017I	0,0167	0,0004
10. Сигнализаторы обнаружения пожара	I9	0,3253	0,2284	0,0969
11. Сигнализатор обнаружения вибрации	24	0,2958	0,2837	0,012I
12. Указатель радиальных вибраций	18	0,2218	0,2128	0,0090
13. Указатель осевого сдвига	9	0,1109	0,1064	0,0045
14. Блоки питания и приема	6	0,024I	0,0170	0,007I
15. Стойка измерительных приборов	60	I,4627	I,4327	0,0300
16. Сигнальная арматура	I44	0,447I	0,3990	0,048I
17. Переключатель	90	0,2794	0,2494	0,0300
18. Звуковая сигнализация "Ревун-48"	I	0,0012	0,0010	0,0002
19. Щиты автоматики на базе микропроцессора	2	0,0343	0,0333	0,0010
20. Реле времени 48В	262	0,2109	0,1674	0,0435
21. Реле ПОВ	I4	0,0105	0,0082	0,0023
22. Реле 220В	2	0,0015	0,0012	0,0003
23. Реле 48В с выдержкой времени	6	0,0043	0,0038	0,0005
24. Реле 220В с выдержкой времени	2	0,0014	0,0013	0,000I

Продолжение таблицы 61

I	2	3	4	5
25. Переходное реле 48В	4	0,0047	0,0040	0,0007
26. Пульсирующее реле 48В	1	0,0008	0,0006	0,0002
27. Двухпозиционное реле 48В	92	0,1075	0,0922	0,0153
28. Реле времени 48В	2	0,0016	0,0013	0,0003
29. Вспомогательный релейный блок	3	0,0128	0,0113	0,0015
Итого		5,0694	4,5770	0,4924

II.9. Приборы КИПиА - площадка входных сепараторов

1. Щит общих параметров	1	0,0043	0,0038	0,0005
2. Сигнализаторы уровня	8	0,0637	0,0630	0,0007
3. Датчики уровня	5	0,0141	0,0132	0,0009
4. Клапан регулировочный	5	0,0271	0,0183	0,0088
5. Усилитель	5	0,0695	0,0695	-
6. Регулятор уровня	5	0,0271	0,0183	0,0088
7. Электроконтактный манометр	6	0,0057	0,0050	0,0007
8. Универсальный переключатель	7	0,0217	0,0194	0,0023
9. Кнопка управления	5	0,0164	0,0139	0,0025
10. Звуковая сигнализация "Ревун"	1	0,0012	0,0010	0,0002
11. Клапан соленоидный	5	0,0052	0,0033	0,0019
Итого		0,2610	0,2338	0,0272
Всего по компрессорной станции		11,2977	10,4478	0,8499

II.2. Приборы КИПиА (котельная с двумя водогрейными котлами - финская)

1. Клапан регулировочный	4	0,0217	0,0146	0,0071
2. Блок регулирования давления	2	0,0343	0,0333	0,0010
3. Клапан магнитный	8	0,0083	0,0053	0,0030
4. Определитель утечки газа	2	0,0408	0,0190	0,0218

II.1. Система измерения количества тепла

1. Калориметр	2	0,0214	0,0211	0,0003
2. Преобразователь импульсов	2	0,0558	0,0534	0,0024
3. Датчик сопротивления	4	0,0036	0,0034	0,0002
4. Водомер	2	0,0081	0,0081	-

Продолжение таблицы 6I

Г	2	3	4	5
I2.2. Система регулировки горячей воды				
1. Щит управления	2	0,0343	0,0333	0,0010
2. Клапан регулировочный	2	0,0108	0,0073	0,0035
3. Датчик температуры воды	2	0,0618	0,0017	0,0001
4. Датчик температуры атмосферного воздуха	2	0,0018	0,0017	0,0001
I2.3. Система подачи добавочной воды				
1. Щит управления	2	0,0343	0,0333	0,0010
2. Электроды уравнимерные	8	0,0760	0,0199	0,0561
3. Магнитный клапан	2	0,0021	0,0013	0,0008
4. Регулятор температуры	2	0,0078	0,0073	0,0005
5. Чувствительный элемент (термопара)	2	0,0005	0,0004	0,0001
6. Водомер	2	0,0081	0,0081	-
7. Расходомер жидкого топлива	2	0,0128	0,0100	0,0028
8. Расходомер газа	2	0,0128	0,0100	0,0028
9. Рабочий ограничительный термостат	2	0,0027	0,0026	0,0001
10. Регулировочный термостат (тягонапоромер)	2	0,0052	0,0050	0,0002
11. Термостат с сигнализацией верхнего и нижнего уровня	4	0,0054	0,0052	0,0002
12. Комнатный термостат	2	0,0027	0,0026	0,0001
13. Термостат защиты от замерзаний	2	0,0027	0,0026	0,0001
14. Термостат регулировочно-ограничительный	4	0,0054	0,0053	0,0001
15. Контромер давления	4	0,0088	0,0084	0,0004
16. Термометр манометрический	16	0,0323	0,0317	0,0006
17. Манометр с сигнализацией верхнего и нижнего пределов	2	0,0019	0,0016	0,0003
18. Манометр технический	20	0,0077	0,0068	0,0009
19. Ключ управления с кнопкой	14	0,0458	0,0388	0,0070
20. Реле	70	0,0526	0,0410	0,0116
Итого		0,5703	0,4441	0,1262
I3. Приборы КИПиА - котельная с тремя паровыми котлами (отечественного производства)				
1. Датчик контроля пламени	3	0,0139	0,0129	0,0010
2. Щит автоматика	1	0,0171	0,0167	0,0004
3. Усилитель	3	0,0417	0,0417	-

Продолжение таблицы 6I

I	2	3	4	5
4. Отсечной клапан	3	0,003I	0,0020	0,00II
5. Регулятор давления	12	0,0340	0,0160	0,0180
6. Сигнализация давления	6	0,0159	0,0143	0,0016
7. Реле	24	0,0180	0,0140	0,0040
8. Исполнительный механизм	6	0,012I	0,0080	0,004I
9. Электроконтактный манометр	4	0,0054	0,0050	0,0004
10. Отсекатель газа	4	0,0124	0,01II	0,00I3
11. Тягонапомер	4	0,0104	0,010I	0,0003
12. Расходомер	4	0,0430	0,0399	0,003I
13. Сигнализатор горючих газов	2	0,035I	0,0186	0,0165
Итого		0,262I	0,2103	0,0518

14. Приборы КИПиА - система газопожаротушения,
факал, вентиляция

1. Щиты автоматика газопожаротушения	2	0,0343	0,0333	0,0010
2. Датчики	10	0,026I	0,0253	0,0008
3. Исполнительные механизмы	10	0,0158	0,0100	0,0058
4. Щит автоматика факела	I	0,017I	0,0166	0,0005
5. Устройство зажигания	I	0,017I	0,0166	0,0005
6. Термопары	3	0,0007	0,0006	0,000I
7. Электровентиль	6	0,1029	0,0999	0,0030
8. Щит автоматического управления вентиляцией	I	0,017I	0,0166	0,0005
9. Тягонапомеры	6	0,0156	0,015I	0,0005
10. Датчик предельного уровня	6	0,0170	0,0159	0,00II
Итого		0,2637	0,2499	0,0138

15. Установка осушки газа (производство ГДР).

Щит общих параметров

1. Универсальный переключатель	3	0,0093	0,0083	0,0010
2. Кнопка управления с ключом КОЗ	8	0,0262	0,0222	0,0040
3. Промежуточное реле П-6	36	0,0240	0,0210	0,0030
4. Реле времени ВС-10-64	4	0,0032	0,0026	0,0006
5. Реле температурное РТ-230	6	0,0119	0,0109	0,0010
6. Устройство зажигания факелов	I	0,017I	0,0167	0,0004
7. Сигнализатор уровня ДПУ-10	8	0,0226	0,0212	0,0014

Продолжение таблицы 61

I	2	3	4	5
8. Электроконтактный манометр ЭЖМ-IV	6	0,0057	0,0050	0,0007
9. Технический манометр ОБМ-160	20	0,0077	0,0068	0,0009
10. Сужающее устройство ДКН	1	0,0022	0,0021	0,0001
11. Расходомер газа ДМК-100	1	0,0053	0,0051	0,0002
12. Термопара ТХК-УХУ	2	0,0005	0,0004	0,0001
13. Потенциометр многоточечный	1	0,0108	0,0075	0,0033
14. Сигнализатор горячих газов СВК	3	0,0612	0,0284	0,0328
15. Электронный регулятор РПИК	2	0,0040	0,0027	0,0013
16. Электроконтактный термометр	3	0,0041	0,0039	0,0002
17. Звуковая сигнализация "Ревун"	1	0,0012	0,0010	0,0002
18. Клапан регулирующий ПКК	3	0,0077	0,0074	0,0003
19. Вторичный прибор 4РБ-32Б	2	0,0136	0,0134	0,0002
20. Автомат откачки АО-5	3	0,0049	0,0030	0,0019
21. Датчик контроля пламени	1	0,0046	0,0043	0,0003
22. Исполнительный механизм ГИМ-Д	2	0,0033	0,0020	0,0013
23. Регулятор давления РД	5	0,0159	0,0100	0,0059
24. Термометр технический ТПГ	10	0,0202	0,0198	0,0004
25. Отсекатель газа	3	0,0077	0,0074	0,0003
26. Усилитель УТ	24	0,3336	0,3336	-
27. Блок местной автоматики БМА-1	1	0,0171	0,0167	0,0004
28. Электропроводная задвижка ЭПЗ-2	3	0,0515	0,0500	0,0015
Итого		0,6971	0,6334	0,0637

16. Общие средства КИПиА, установленные на одном газовом компрессоре (производство ГДР) УЛН.

Шит общих параметров

1. Универсальный переключатель УП	3	0,0093	0,0083	0,0010
2. Кнопка управления с ключом	10	0,0327	0,0277	0,0050
3. Промежуточное реле П-6	15	0,0100	0,0088	0,0012
4. Реле температурное ТР-3	3	0,0059	0,0054	0,0005
5. Сигнализатор уровня ПШ-64	3	0,0085	0,0079	0,0006
6. Датчик предельного уровня ДПУ-10	3	0,0239	0,0236	0,0003
7. Электроконтактный манометр ЭЖМ	5	0,0047	0,0042	0,0005
8. Технический манометр	10	0,0039	0,0034	0,0005
9. Сужающее устройство ДКН	1	0,0022	0,0021	0,0001
10. Расходомер газа ДП-430	1	0,0053	0,0051	0,0002

Продолжение таблицы 61

I	2	3	4	5
11. Регулятор давления РД	2	0,0057	0,0027	0,0030
12. Отсекатель газа	2	0,0051	0,0050	0,0001
13. Датчик реле напора ДН-40	1	0,0026	0,0026	-
Итого		0,1198	0,1068	0,0130

17. Общие средства КИПА, установленные на
одном компрессоре воздуха

1. Щит автоматика (нестандартный)	1	0,0171	0,0166	0,0005
2. Автоматическое управление воздушным компрессором	1	0,0171	0,0166	0,0005
3. Электроконтактный манометр ЭКМ	2	0,0019	0,0017	0,0002
4. Регулятор давления РД	1	0,0032	0,0020	0,0012
5. Термопара ТХК	8	0,0020	0,0017	0,0003
6. Потенциометр многоточечный ЭПН-09	2	0,0202	0,0141	0,0061
Итого		0,0615	0,0527	0,0088

18. Общие средства КИПА, установленные на
узле учета при ГПС. Щит общих параметров

1. Универсальный переключатель ЧП	5	0,0155	0,0138	0,0017
2. Кнопка управления КОЗ	10	0,0327	0,0277	0,0050
3. Промежуточное реле П-6	20	0,0133	0,0117	0,0016
4. Реле времени ВС-10-33	4	0,0032	0,0026	0,0006
5. Потенциометр многоточечный ЭПН-09	1	0,0108	0,0075	0,0033
6. Термопара ТХК-УХУ	5	0,0012	0,0010	0,0002
7. Электроконтактный манометр ЭКМ	2	0,0019	0,0017	0,0002
8. Сигнализатор уровня ДПУ-10	11	0,0876	0,0867	0,0009
9. Технический манометр ОБМ-160	20	0,0077	0,0068	0,0009
10. Сужающее устройство ДЖ	5	0,0111	0,0105	0,0006
11. Расходомер газа ДМК-100	5	0,0264	0,0253	0,0011
12. Звуковая сигнализация "Ревун-48"	1	0,0062	0,0061	0,0001
13. Клапан регулирующий РКК	5	0,0081	0,0050	0,0031
14. Регулятор давления РДФ-3	20	0,0364	0,0347	0,0017
15. Электропроводная задвижка ЭПЗ-2	20	0,3431	0,3330	0,0101
16. Вторичный прибор с ленточной диаграммой ЭМД-109Н	11	0,0060	0,0042	0,0018
Итого		0,6112	0,5783	0,0329

Продолжение таблицы 6I

I	2	3	4	5
19. <u>Обслуживание и ремонт средств и систем автоматизации и телемеханизация групповой установки типа "Сателлит"</u>				
19.1. Блок замерного сепаратора				
I. Регулятор уровня	I	0,005	-	-
2. Регулятор давления	I	0,003	-	-
3. Датчик давления	I	0,004	-	-
4. Фильтр-редуктор приборов газа	2	0,006	-	-
5. Трехходовой переключающий клапан с электроприводом	25	0,250	-	-
6. Турбинный счетчик	I	0,007	-	-
7. Влагомер с датчиком	I	0,015	-	-
8. Датчик Н-I для замера газа	I	0,020	-	-
9. Отопительное оборудование	20	0,020	-	-
10. Осветительное оборудование	6	0,006	-	-
II. Аварийная система включения вентиляции	I	0,017	-	-
12. Клапан-регулятор уровня	I	0,010	-	-
13. Клапан-регулятор давления	I	0,010	-	-
Итого		0,373		
19.2. Здание грушевого сепаратора				
I. Регулятор уровня грушевого сепаратора	I	0,016	-	-
2. Регулятор давления грушевого сепаратора	I	0,013	-	-
3. Датчик давления	3	0,012	-	-
4. Термометр грушевого сепаратора	I	0,002	-	-
5. Редуктор давления с фильтром	2	0,004	-	-
6. Регулятор уровня абсорбера	2	0,010	-	-
7. Регулятор температуры абсорбера	I	0,007	-	-
8. Термометр абсорбера	I	0,002	-	-
9. Регулятор ξ° регенератора	3	0,027	-	-
10. Переключатель пневматический	I	0,003	-	-
II. Соленоидный клапан	I	0,002	-	-
12. Редукционный клапан	I	0,001	-	-
13. Термометр генератора	I	0,001	-	-

Продолжение таблицы 6I

I	2	3	4	5
14. Дроссель	2	0,0006	-	-
15. Фильтр-редунтор приборов газа	9	0,018	-	-
16. Термопара	I	0,001	-	-
17. Датчик	I	0,006	-	-
18. Турбинный счетчик	I	0,007	-	-
19. Влагомер с датчиком	I	0,019	-	-
20. Датчик М-1 для замера газа	3	0,051	-	-
21. Датчик загазованности	I	0,017	-	-
22. Двигатель электроприводная	I	0,001	-	-
23. Блок датчика сигнализатора взрывобезопасной концентрации	I	0,018	-	-
24. Система включения вентиляции	I	0,017	-	-
25. Отопительное оборудование	27	0,008	-	-
26. Осветительное оборудование	8	0,005	-	-
27. Клапан регулировочный уровня группового сепаратора	I	0,002	-	-
28. Клапан-регулятор давления группового сепаратора	I	0,002	-	-
29. Клапан-регулятор уровня абсорбера	2	0,004	-	-
30. Клапан-регулятор t° абсорбера	I	0,002	-	-
31. Клапан-регулятор t° регенератора	2	0,004	-	-
Итого		0,283		

19.3. Здание КИП

I. Блок питания и приема	I	0,004	-	-
2. Зарядный агрегат I2 В	I	0,016	-	-
3. Панель группового манифольда	I	0,023	-	-
4. Блок автоматики исследования скважин	I	0,031	-	-
5. Удаленное сканирующее устройство	I	0,016	-	-
6. Компьютер нефти	2	0,016	-	-
7. Компьютер газа	4	0,032	-	-
8. Аварийная панель	2	0,022	-	-
9. Удаленное терминальное устройство	I	0,036	-	-
10. Выходное контрольное устройство	3	0,049	-	-
II. Блок сопряжения	I	0,016	-	-
12. Отопительное оборудование	8	0,008	-	-

Продолжение таблицы 61

I	2	3	4	5
13. Коммутационная аппаратура	18	0,036	-	-
14. Вторичный прибор загазованности	1	0,007	-	-
15. Осветительное оборудование	2	0,008	-	-
Итого		0,320		

19.4. Оборудование ДИ

1. Блок питания I2 А	20	0,200	-	-
2. Печатающая машинка группы	20	0,220	-	-
3. Печатающая машинка испытания	20	0,220	-	-
4. Главное сканирующее устройство	20	0,540	-	-
5. Панель аварии	1	0,013	-	-
6. Панель sireны	1	0,013	-	-
Итого		1,206		

20. Дожимная насосная станция ДНС

1. Блок местной автоматики на 3 агрегата БМА	1	0,0146	-	-
2. Манометр технический ОБМ	6	0,0018	-	-
3. Манометр электроконтактный ВЭ-16РБ	6	0,0102	-	-
4. Датчик уровня, автомат откачки АО-6, РУИШ ДУМ-1М	2	0,0060	-	-
5. Блок автоматики БА-2	2	0,0308	-	-
6. Сигнализатор взрывоопасных концентраций СВК-3М	1	0,0047	-	-
7. Отсекатель коллекторов	1	0,0150	-	-
8. Датчик температуры ТСМ 6095,410	16	0,0045	-	-
9. Сигнализаторы уровня (контроль утечки сальников)	3	0,00111	-	-
10. Аппаратура КП устройства телемеханики ТМ-620 (ТМ-600) КП	1	0,0294	-	-
Итого		0,1281		

Кроме того, 25% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные, организационные работы и переходы между объектами)

Всего

- 99 -

0,0320

0,1601

Продолжение таблицы 6I

I	2	3	4	5
<u>2I.A. Насос-дозатор с блоком защиты</u>				
1. Блок защиты и управления электродвигателя НДУ	I	0,0047	-	-
2. Электродвигатель ЦУ Р=I, I кВт	I	0,0018	-	-
Итого		0,0065		
Кроме того, 25% на текущую эксплуатацию, обслуживание кабельных линий, на переходы между объектами		0,0016	-	-
Всего		0,0081		
<u>2I.B. Блок реагента БР-2,5</u>				
1. Щит контроля управления	I	0,0146	-	-
2. Датчик предельного уровня ДПУ-I	I	0,0030	-	-
3. Дифманометр ДМ-3583	I	0,0038	-	-
4. Мосты электронные ВЭС, КСМ-I	2	0,0274	-	-
5. Манометр электроконтактный ВЭ-I6РБ	I	0,0017	-	-
6. Манометр технический ОЕМ	I	0,0003	-	-
7. Термометр сопротивления ТСМ-I	I	0,0003	-	-
Итого:		0,0511		
Кроме того, 25% на текущую эксплуатацию, на прочие работы, на обслуживание освещения, переходы между объектами		0,0128	-	-
Всего		0,0639		
<u>22. Узлы оперативного учета качества</u>				
<u>22.I. Оборудование расходомерами НОРД или Турбоквант</u>				
1. Преобразователь расхода турбинный НОРД	I	0,0074	-	-
2. Датчик магнитоминдукционный	I	0,0017	-	-
3. Вторичный прибор НОРД	I	0,0224	-	-
4. Манометр технический	3	0,0009	-	-
Итого		0,0324		

Продолжение таблицы 6I

I	2	3	4	5
Кроме того, 40% на периодические тарировки счетчиков, на обслужива- ние кабельных линий и переходы между объектами		0,0130	-	-
Всего		0,0454		
22.2. Оборудованные КОР-МАС				
1. Операционный шкаф № I,2	I	0,0658	-	-
2. Цифропечатающее устройство "Солар- трон"	I	0,0143	-	-
3. Узел качества				
блок пробоотборника AM-100	I	0,0136	-	-
плотномер "Денситон"	I	0,0094	-	-
влагомер "Аквинол"	I	0,0112	-	-
4. Циркулярный насос с электродвигателем	I	0,0056	-	-
5. Отопление - электропечь сопро- тавленная	2	0,0134	-	-
6. Преобразователь расхода турбин- ный "Турбоквант"	3	0,0264	-	-
7. Датчик давления	3	0,0051	-	-
8. Магнитиндукционный датчик	3	0,0051	-	-
Итого		0,1899		
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, текущая экс- плуатация, реконструктивные и ор- ганизационные работы, обслужива- ние коммутационной аппаратуры), переходы между объектами		0,0760		
Всего		0,2659		
22.3. Оборудованные расходомерами системы А.О.Смит				
1. Преобразователь расхода турбинный	3	0,0240	-	-
2. Узел качества				
плотномер "Денситон"	I	0,0094	-	-
вл. гомер "Аквинол"	I	0,0112	-	-
3. Вторичный прибор СМИТ	3	0,0963	-	-
4. Датчик магнитиндукционный	3	0,0051	-	-
5. Блок пробоотборника AM-100	I	0,0136	-	-

7* 111

Продолжение таблицы 6I

I	2	3	4	5
6. Манометр технический ОБМ	3	0,0009	-	-
Итого		0,1605		
Кроме того, 40% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы), переходы между объектами		0,0642		
Всего		0,2247		

23. Кустовая насосная станция (КНС, БНС)

23.1. Общестанционное оборудование

1. Аппаратура КП устройства телемеханики ТМ-620-С1	I	0,0382	-	-
2. Блок силовой	2	0,0083	-	-
3. Сигнализатор уровня (заоплнение)	I	0,0009	-	-
4. Датчик уровня воды в дренажной емкости ДУЖ-1М	I	0,0038	-	-
5. Блок управления дренажным насосом	I	0,0083	-	-
6. Шит расхода для приборов учета воды	I	0,0073	-	-
Итого		0,0668		

23.2. Средства учета воды по разводящим водоводам

23.2.1. Оборудованные комплексом КСД-ДМ

1. Сужающее устройство ДКН	I	0,0012	-	-
2. Вентили иглочатые высокого давления	2	0,0005	-	-
3. Дифманометр ДМ	I	0,0049	-	-
4. Вторичный прибор КСД	I	0,0224	-	-
Итого		0,0290		

23.2.2. Оборудованные ДСС-710, ДСС-712

1. Сужающее устройство ДКН	I	0,0012	-	-
2. Вентили иглочатые высокого давления	2	0,0005	-	-
3. Дифманометр ДСС-710, ДСС-712	I	0,0096	-	-
Итого		0,0113		

Продолжение таблицы 61

I	2	3	4	5
---	---	---	---	---

Примечание. Графа 5 подсчитана с учетом К=1,30 на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные, организационные работы) и переходы между объектами.

23.3. Средства автоматизации и КИП насосного агрегата ЦНС

1. Блок автоматизации насосного агрегата ЦНС	1	0,0486	-	-
2. Блок местного управления	1	0,0207	-	-
3. Блок температурной защиты КТТ-I	1	0,0103	-	-
4. Термометры сопротивления ТСМ	4	0,0012	-	-
5. Датчик учета сальников	2	0,0130	-	-
6. Датчик уровня масла в маслобаке	1	0,0030	-	-
7. Манометр технический ОБМ	2	0,0006	-	-
8. Манометр электроконтактный ЭКМ-IУ	3	0,0042	-	-
9. Датчик давления ДДК-6М	1	0,0074	-	-

Итого

0,1092

Кроме того, 30% на ликвидацию порывов импульсных линий, обслуживание концевых выключателей, электрических задвижек, контрольных кабелей, на реконструктивные и организационные работы, на переходы между объектами

0,0328

Всего на 1 агрегат

0,1420

23.4. УЭЩ с блоком напорной гребенки

1. Сужающее устройство	5	0,0045	-	-
2. Дифманометры ДМ-3583	5	0,0190	-	-
3. Вторичные приборы КСД	5	0,0860	-	-
4. Электроконтактный манометр ЭКМ-IУ	2	0,0028	-	-
5. Аппаратура КИ устройства телемеханики (ТМ-620; КИ (ТМ-600)	1	0,0294	-	-
6. Вентили иглочатые высокого давления	10	0,0230	-	-
7. Щит расхода для приборов учета воды	1	0,0057	-	-
Итого		0,1704		

Кроме того, 30% на ликвидацию порывов импульсных линий, на проверку кабельных линий, на переходы между объектами

0,0511

Всего

0,2215

Продолжение таблицы 61

I	2	3	4	5
24. Установка предварительного сброса воды УПС-2000				
1. Технический манометр ОБМ	2	0,0006	-	-
2. Манометры электроконтактные ВЭ-16РБ	2	0,0034	-	-
3. Датчик уровня ДПУ-1М	1	0,0030	-	-
4. Регулятор уровня РУМ	1	0,0023	-	-
5. Блок автоматика БА-2	1	0,0154	-	-
6. Клапан с электроприводом УЭРВ	2	0,0076	-	-
Итого		0,0333		
Кроме того, 25% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы), переходы между объектами		0,0083		
Всего		0,0416		
25. Сепарационная установка (на I емкость)				
1. Сигнализатор уровня ДПУ-1М	1	0,0030	-	-
2. Блок автоматика БА-2	1	0,0154	-	-
3. Уравномер буйковый УП-П	1	0,0020	-	-
4. Регулирующий блок ПР-3,21	1	0,0025	-	-
5. Вторичный прибор ПВ-10,1Э	1	0,0052	-	-
6. Клапан регулирующей КР	1	0,0015	-	-
7. Редуктор давления с фильтром РДФ-3	2	0,0018	-	-
8. Манометр электроконтактный ВЭ-16РБ	1	0,0017	-	-
9. Манометр самопишущий МТС-712	1	0,0012	-	-
Итого:		0,0343		
Кроме того, 25% на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные и организационные работы), переходы между объектами		0,0086		
Всего		0,0429		
26. Резервуарный парк. Система дистанционного измерения уровня в резервуарах КОР-ВОЛ				
26.1. Полевое оборудование				
1. Уровнемер жидкости с механическим дифференциальным индикатором и кодовым датчиком (система КОР-ВОЛ)	1	0,0305	-	-
2. Электрический датчик температуры "Минитак"	1	0,0131	-	-
3. Цифровой селектор места измерения КОР-ВОЛ	1	0,0114	-	-

Окончание таблицы 6I

I	2	3	4	5
4. Распределитель аналоговой цепи измерения (система КОР-ВОЛ)	I	0,0018	-	-
5. Распределительная коробка	I	0,0018	-	-
Итого		0,0586		
26.2. Оборудование операторной ТП				
I. Щит диспетчера	I	0,0784	-	-
2. Центральный вызывной индикатор ЦВИ	I	0,0114	-	-
3. Перфоратор	I	0,0259	-	-
4. Электроуправляемая пишущая машинка "Целлатрон"	I	0,0179	-	-
5. Распределитель аналоговой цепи измерения	I	0,0018	-	-
6. Блок обслуживания	I	0,0021	-	-
7. Линейный усилитель	I	0,0114	-	-
8. Микропроцессорная электроника сбора данных со встроенным консольным пультом оператора	I	0,9239	-	-
9. Видеомонитор	I	0,0179	-	-
10. Вторичное печатающее устройство	I	0,0046	-	-
II. Пульт сбора данных типа А	I	0,3696	-	-
Итого		1,4649		

26.3. Резервуарные парки, оборудованные уровнемерами УДУ-5, 10

I. Уровнемер жидкости УДУ - 5	I	0,0126	-	-
Уровнемер жидкости УДУ - 10	I	0,0089	-	-
2. Пульт контроля сигнализации ШКС-2	I	0,0229	-	-
Итого		0,044		

Примечание. Норматив численности (графа 3) по пунктам 20-26 подсчитан с учетом $K=1,25$, на прочие работы (частичная проверка, текущая эксплуатация, реконструктивные, организационные работы, обслуживание кабелей) и переходы между объектами.

Р а з д е л IX. ПОДЗЕМНЫЙ (ТЕКУЩИЙ) РЕМОНТ СКВАЖИН

62. Подготовка скважин к подземному (текущему) ремонту
(количественный состав рабочих бригад по подготовке
скважин к подземному ремонту)

Т а б л и ц а 62

Профессии рабочих	Численность бригады по подготовке скважин к подземному ремонту на смену
1. Операторы по подготовке скважин к капитальному и подземному ремонту скважин	4
2. Подсобные (транспортные) рабочие	1
Итого	5

63. Примерное соотношение между числом основных и
подготовительных бригад

Т а б л и ц а 63

Режим работы бригад по ремонту скважин	Коэффициент сменности ос- новных бригад	Число подготовительных бригад на одну основную
В три смены		
по скользящему графику	3,0	0,50
по графику с выходными днями	2,75	0,40
В две смены		
по скользящему графику	2,0	0,24
по графику с выходными днями	1,75	0,22
В одну смену		
по графику без выходных дней	1,0	0,14
по графику с выходными днями	0,75	0,13

64. Обслуживание оборудования при подземном (текущем) ремонте скважин

Профессия: оператор по подземному ремонту скважин.

Т а б л и ц а 64

Тип (марка) подъемника (агрегата)	Норма обслуживания на I смену (без машиниста подъемника)
А - 50	3
Азинмаш-37А, Азинмаш-43, Азинмаш-43А, Бакинец-2М, УПТ-50	2

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

$$N_{ч} = \frac{\sum N_{обс} \cdot t \cdot n}{T_{ф}}$$

- где $N_{обс}$ - норма обслуживания на I смену (из таблицы);
 t - нормативная продолжительность одного ремонта, час (по видам ремонтов);
 n - плановое количество ремонтов на год (по видам ремонтов);
 $T_{ф}$ - время работы подъемника (агрегата) в год в условиях прерывного или непрерывного производства работ

65. Производство канатных работ при ремонте газлифтных скважин

Профессия: оператор по подземному ремонту скважин.

Трудоемкость работ приведена в приложении 33.

Т а б л и ц а 65

Наименование работ	Норматив явочной численности на выполнение 10 работ
1	2
1. Опрессовка лифта со сменой I клапана	0,060
2. Опрессовка лифта с отбивкой забоя (или посадкой пакера) и сменой I клапана	0,078
3. Открытие-закрытие циркуляционного клапана КИМ	0,042
4. Шаблонирование лифта на действующих скважинах	0,036
5. Шаблонирование эксплуатационной колонны	0,036

Окончание таблицы 65

I	2
6. Ловильные работы	0,051
7. Отбивка забоя	0,030
8. Посадка пакера	0,077
9. Посадка пакера с отбивкой забоя	0,085
10. Смена газлифтных клапанов	
одного	0,052
двух	0,073
трех	0,098
11. Смена газлифтных клапанов с шаблонировкой	
одного	0,059
двух	0,079
трех	0,104

Р а з д е л X. ПАРОВОДСНАБЖЕНИЕ

66. Обслуживание огневых котельных

Профессия: машинист (кочегар) котельной.

Т а б л и ц а 66

Количество работающих котлов	: Норма обслуживания на I смену
I	I
2 - 9	2
10 - 12	3

Примечание. Если по условиям техники безопасности обслуживание котлов должно производиться в присутствии второго лица, дополнительно предусматривается I человек в смену для котельных с одним работающим котлом.

67. Подготовка воды в котельной

Профессия: аппаратчик химводоочистки.

Описание работ: ведение процесса химической очистки воды. Обслуживание и регулирование работы обслуживаемого оборудования. Определение качества воды из котлов, фильтров, питательных баков, конденсата, питьевой воды с записью результатов в сменном журнале. Пригото-

вление сульфат-натриевого и солевого раствора. Определение содержания кислорода. Выхлопные фильтры, промывка, наблюдение за регенерацией.

Т а б л и ц а 67

Выполняемая работа	Норма обслуживания на I смену
Подготовка воды в котельной	0,5 (в дневную смену)

Р а з д е л XI. ПРОИЗВОДСТВО ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ

68. Производство лабораторных работ

Профессия: лаборант химанализа.

Т а б л и ц а 68

Выполняемая работа	Нормативы явочной численности на 100 работ (анализов)
	1
	2

I. Подготовительные работы

1. Приготовление растворов (трилон "В", пирогаллол "А", буферный раствор, хром темно-синий, хромоген черный, дифинил карбозата, KOH, HNO_3 , HCl , $AqNO_3$, $У$, $CaCl_2$, $ZnCl_2$, $Hg(NO_3)_2$, $NaOH$ и др.

без взвешивания составляющих компонентов 0,0240

со взвешиванием составляющих компонентов 0,0384
2. Определение углекислоты и кислорода на приборах типа ХТ-4, ХЛ-2 и ОРСа

на приборах ХТ-4 и ХЛ-2 0,0576

на приборах ОРСа 0,0432
3. Измельчение сорбентов для заполнения хроматографических колонок

измельчение 30-50 г окиси алюминия, активированного угля, пеолятов ("молекулярные сита") 0,2400

на измельчение 20-40 г инзенского кирпича 0,1920

на измельчение 100-150 г сферохрома или трепала Зинеевского карьера или 500 г селитрагели 0,5185
4. Обработка измельченных сорбентов реактивами

окись алюминия (30-50 г) 0,2496

активированный уголь (30-50 г) 0,0960

Продолжение таблицы 68

I	2
цеолиты (молекулярные сита)(30-50 г)	0,1680
ивзенский кирпич (20-40 г)	0,1680
сферохромо, трепел Зидеевского карьера (100-150 г), силикагель (500 г)	0,6721
5. Подготовка и мытье пробоборной посуды, тары при ручном мытье на 10 единиц посуды	0,0274
при механизированном мытье на 40 единиц	0,0144
6. Приготовление дистиллированной воды	0,0139
7. Нагрев воды в термостате для производства анализов	0,0048
Анализ нефти	
8. Отбор пробы нефти в бутылку до 0,5 л	0,0106
в бутылку до 3 л	0,0216
в пробоборник	0,0374
9. Определение температуры пробы нефти термометром	0,0072
10. Подогрев пробы нефти в термостате для производства анализов	0,0240
11. Определение температуры застывания нефти пробирочным способом (ГОСТ 8513-57) без подогрева	0,0302
с подогревом	0,0355
12. Определение температуры вспышки нефтепродукта в закрытом тигле (ГОСТ 6356-75) (на две навески) На приборе Мартенс-Ценского для нефти с температурой вспышки до 50°C	0,0576
для нефти с температурой вспышки свыше 50°C	0,0816
На приборе ПВЭН (прибор вспышки электрический для нефтепродуктов) для нефти с температурой вспышки до 50°C	0,0528
для нефти с температурой вспышки свыше 50°C	0,0768
для газового конденсата	0,0384
13. Определение температуры вспышки нефти в открытом тигле на аппаратуре Бренкина (на две навески)	0,0293
14. Определение температуры эмульсии на устье сызвального термометром	0,0067

I	2
15. Определение плотности нефти светлых нефтепродуктов (ГОСТ 3900-47)	
Ареометром	0,0130
Пикнометром	
при 20°C	0,0355
при 70°C	0,0624
Определение водного числа пикнометра	
при 20°C	0,0470
при 70°C	0,0615
На весах Мара-Вестфала	0,0154
16. Отделение нефти от воды в делительных воронках:	
с подогревом нефти	0,0288
без подогрева нефти	0,0240
17. Определение процентного содержания воды в нефти (ГОСТ 2477-65)	
Методом перегонки на аппарате АКОВ-10	
при работе на одном аппарате	0,0528
на двух и более	0,0250
Методом горячего отстоя	0,0144
Методом центрифугирования	
без подогрева	0,0154
с подогревом	0,0240
На приборе ВЭН-2	0,0115
На приборе ИПЭ-1	0,0096
18. Определение содержания механических примесей в нефти и нефтепродуктах (ГОСТ 6370-59)	
нефть с малым содержанием (до 10%) парафина, смол и механических примесей	0,0787
нефть с большим содержанием (более 10%) парафина, смол и механических примесей	0,1200
19. Определение кинематической вязкости нефти в вискозиметрах ВКЕ, ВНЖ или Пинкевича (ГОСТ 33-66)	
при времени истечения до 5 мин	0,0576
при истечения времени от 6 до 10 мин	0,0624
при истечении времени свыше 10 мин	0,0672
20. Определение условной вязкости нефти при помощи вискозиметра типа ВУ (ГОСТ 6258-52)	

Продолжение таблицы 68

I	2
при истечения времени до 5 мин	0,0403
при истечения времени от 6 до 10 мин	0,0451
при истечения времени свыше 10 мин	0,0499
21. Определение условной и динамической вязкости нефти расчетным способом (по таблицам)	0,0048
22. Определение содержания хлористых солей в нефти:	
В воронке с винтовой мешалкой (ГОСТ 21534-76):	
при содержания хлористых солей до 500 мг/л	0,0658
при содержания хлористых солей от 500 до 5000 мг/л	0,0706
при содержания хлористых солей свыше 5000 мг/л	0,0960
На анализаторе ААС-1, ИОН-Д	0,0240
На экстракторе	
при содержания хлористых солей до 500 мг/л	0,0662
при содержания хлористых солей от 500 до 5000 мг/л	0,0706
при содержания хлористых солей свыше 5000 мг/л	0,0960
Определение хлористых солей в нефтяной эмульсии расчетным методом	0,0557
23. Определение коксуемости нефти и других нефтепродуктов (ГОСТ 19932-74) (на две навески)	0,1008
24. Определение содержания золы в нефти (ГОСТ 1461-75)	0,0528
25. Определение содержания серы в нефти	
Методом ВТИ (ГОСТ 1431-64) (на две навески)	0,1320
Ускоренным методом сжигания в трубчатых печах (ГОСТ 1437-75) (на две навески)	0,1104
Методом двойного сжигания (на две навески)	0,0816
Хроматным способом (ГОСТ 1431-64) (на две навески)	0,1503
Методом сжигания в калориметрической бомбе (ГОСТ 3877-49) (на две навески)	0,1680
26. Определение содержания смолистых веществ	
Серноокислотным методом (ГОСТ 2550-44) (на две навески)	
низкосмолистых нефтей	0,0480
для высокосмолистых нефтей	0,0720
Адсорбционным способом (по Маркуссону) после предварительного определения асфальтенов горячим способом Гольде (на две навески)	0,4993
27. Определение содержания асфальтенов горячим способом Гольде (на две навески)	0,1728
28. Определение содержания парафинов в нефти	

I	2
Способом вымораживания в спиртоэфирной или другой смеси	0,2880
Способом Энглера-Гольде	0,1440
Способом Энглера-Гольде с попутным отделением кокса	0,1968
Способом ВНИИ НПС ускоренным методом обессоливания нефти серной кислотой	0,1920
29. Определение температуры плавления парафинов термометром Жукова	0,0144
30. Определение кислотности нефти, нефтепродуктов:	
Объемный метод (ГОСТ 5985-59)	
для нефтепродуктов	0,0283
для нефти	0,0432
Метод потенциометрического титрования (ГОСТ 11362-76) (на две навески)	0,0226
31. Определение оптической плотности нефти фотоэлектронкалориметром	
на первую навеску	0,0480
на каждую последующую	0,0096
32. Определение фракционного состава нефти осветительных нефтепродуктов (ГОСТ 2177-66)	0,0576
33. Определение компонентного состава нефти на приборе ЛХМ-ВМД, ХП-6, ХП-4 (ГОСТ 13379-77)	
стабильной нефти	0,0672
нестабильной нефти	0,0960
34. Определение потерь нестабильных (легких) фракций нефти по способу Валявского-Бударова (ГОСТ 6668-53)	0,1008
35. Определение упругости паров нефти (ГОСТ 1756-52)	0,0720
36. Вакуумная разгонка нефти	0,1263
37. Определение содержания азота в нефти по методу Кильдаля	0,1776
38. Сушка нефти хлористым кальцием без нагрева с фильтрованием	
малосмолистой нефти	0,0576
высокосмолистой нефти (тяжелой)	0,0960
39. Сушка нефти хлористым кальцием на водяной бане с обратным холодильником	
малосмолистой, маловязкой	0,0480
смолистой и малопарафинистой	0,0960
высокосмолистой заэмульгированной с посторонними примесями	0,0528

1	2
40. Определение содержания остаточного дисольвана в нефти	0,0859
41. Определение газового фактора в нефти методом разгонки	0,0907
42. Определение сернистого железа в нефти с содержанием железа до 50 мг/л с содержанием железа более 50 мг/л	0,1008 0,1344
<u>Анализы газов</u>	
43. Отбор пробы (ГОСТ 18917-73) в бутыль до 10 л в бутыль свыше 10 л в пробосторняк или резиновую подушку в раствор уксуснокислого кадмия в склянки	0,0240 0,0144 0,0120 0,0706
44. Определение сероводорода в отобранной пробе газа методом титрования (ГОСТ 17556-72)	0,0259
45. Определение плотности газов (ГОСТ 17310-71) Пикнометром На аппарате Шаллинга	0,0346 0,1632
46. Определение содержания сероводорода и паров бензина в газовоздушной среде на приборе УГ-2	0,0163
47. Определение углеводородов в воздухе производственных помещений прибором ППФ-2М	0,0144
48. Анализ газа на газоанализаторе типа ГХЛ с определением суммы кислотных газов (N_2 , SO_2 , SO_3 и др.), суммы предельных и непредельных углеводородов O_2 , H_2 и CO (ГОСТ 5439-76)	0,1363
49. Сокращенный анализ газа на приборе ГХЛ с определением O_2 , CO_2 , CO , H_2 для определения коэффициента избытка воздуха в печах (ГОСТ 5439-76)	0,0528
50. Определение компонентного состава газа на хроматографе ХЛ-2 с объемным определением выделенных компонентов (H_2 , S , CO_2 , H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , C_5H_{12} , C_6H_{14})	0,1248
51. Определение компонентного состава углеводородных газов на газоанализаторах типа ХЛ-3, ХЛ-4, ХЛ-6, ХЛ-69, ЛХМ-8МДС определением углеводородных компонентов (ГОСТ 10679-76) (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , C_5H_{12} , C_6H_{14})	0,0480
52. Определение компонентного состава газа на хроматографе УХ-2	0,1152
53. Определение содержания влаги в газе	0,0768

I	2
54. 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
55. 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
56. Определение компонентного состава углеводородных газов (предельных и непредельных углеводородов и изомеров) на хроматографах с пламенно-поляризонными детекторами типа ДПП-1, "Геохимик" и др.	0,0720
57. Определение компонентного состава углеводородных газов на хроматохимическом газоанализаторе ХТХ-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
58. Определение углекислоты и кислорода поглощением (углекислоты - раствором щелочи, кислорода - раствором пирогаллола "А") в пипетках Гемшеля (или подобных им)	
А. На хроматографе типа ХТ-4 или ХЛ-2	0,0480
Б. На аппарате ОРСа	0,0312
59. Определение гелия и аргона на хроматографах с детектором "Катарометр" (УХ-1, УХ-4, ПХ-2 и др.)	0,1440
60. Определение суммы легких и тяжелых инертных газов на приборе Хлопина-Герлинга	0,2400
61. Контрольное определение содержания в воздухе инертных газов на приборе Хлопина-Герлинга	0,1920
62. Перевод отобранных проб газа из емкостей (бутылок) в газометры	0,0082

Анализ бензина

63. Отбор пробы	
в бутыль	0,0058
в пробоотборник	0,0062
64. Определение удельного веса нестабильного бензина расчетным методом (по Клайперону)	0,0288
65. Определение удельного веса стабильного бензина ареометром	0,0096
66. Определение сероводорода в бензине	0,0259
67. Определение углеводородного состава нестабильного бензина, хранящегося в бензоемкостях на хроматографе ХЛ-3, ХЛ-4, ХЛ-6, ХЛ-69	0,0480
68. Определение кислотного числа (ГОСТ 5985-59)	0,0144
69. Определение индукционного периода	0,0624

I	2
70. Определение упругости паров бензина (ГОСТ 1756-52)	0,0720
71. Определение содержания серы ламповым методом (ГОСТ 19121-73)	0,0480
72. Определение активных соединений серы в бензине методом воздействия на медную пластину	0,0720
73. Определение содержания смол в бензине	0,1104
74. Определение нейтральной среды в бензине	0,0048
<u>Анализ дизельного топлива</u>	
75. Определение фракционного состава методом разгонки	0,0192
76. Определение температуры помутнения	0,0672
77. Определение йодного числа	0,0240
78. Определение содержания серы	0,1824
79. Определение содержания золы	0,0288
80. Определение содержания смол	0,0480
81. Определение кислотного числа топлива	0,0192
82. Определение среды топлива	0,0144
83. Определение процентного содержания воды	
Методом перегонки на аппарате АКОВ-10	
при работе на одном аппарате	0,0528
на двух и более	0,0250
Методом горячего отстоя	0,0144
Методом центрифугирования	
без подогрева	0,0154
с подогревом	0,0240
На приборе ВЭН-2	0,0115
На приборе ИПЭ-1	0,0096
84. Определение температуры застывания	0,2880
85. Определение температуры вспышки	0,0144
86. Определение вязкости	0,0067
87. Определение удельного веса	0,0096

Анализ трансформаторного масла

88. Определение удельного веса масла ареометром	
а) при нагревании навески до 20°C	0,0077
б) при нагревании навески до 50°C	0,0192

I	2
89. Определение кинематической вязкости масла в вискозиметрах ВКЖ	
при нагревании навески до 50°C	0,0437
при нагревании навески свыше 50°C	0,0576
90. Определение условной вязкости	0,0010
91. Определение содержания механических примесей (на две навески)	0,0480
92. Определение температуры вспышки масла в закрытом тигле (ГОСТ 6356-75) (на две навески)	0,0720
93. Определение водорастворимых кислот и щелочей (ГОСТ 6307-75)	0,0216
94. Определение кислотного числа масла (ГОСТ 11362-76) (на две навески)	0,0427
95. Определение натровой пробы масла	0,0216
96. Определение прозрачности масла	0,0197
97. Определение коксуемости масла (ГОСТ 19932-74) (на две навески)	0,1008

АНАЛИЗЫ ВОДЫ

98. Отбор пробы:	
с промышленных объектов	0,0034
с поверхностных водоемов	0,0173
99. Подготовка пробы воды к шестикомпонентному анализу	
подготовка пластовой воды	0,0125
подготовка пластовой воды из нефтяной эмульсии	0,0216
100. Определение удельного веса (плотности) воды (на трехкратное параллельное определение)	
пикнометром	0,0240
ареометром	0,0094
101. Определение сульфата SO_4 в воде весовым методом (ГОСТ 4389-72) (на две навески)	0,1488
102. Определение общей жесткости воды (ГОСТ 4151-72)	0,0154
103. Определение Са в воде	0,0154
104. Определение карбонатности (общей щелочности воды)	0,0101
105. Определение хлор-иона в воде	0,0130
106. Расчет результатов шестикомпонентного анализа	0,0144
107. Выписка паспортов на воду после шестикомпонентного анализа	0,0043

I	:	2
108. Определение водородного показателя		
при помощи прибора pH-метра		0,0163
при помощи универсального и эталонного индикаторов		0,0091
при помощи универсальной индикаторной бумаги		0,0010
109. Определение содержания механических примесей в воде, количество взвешенных частиц (КВЧ):		
для пресных вод		0,0288
для дренажных и сточных вод		0,0759
110. Определение содержания сухого и прокаленного остатка (солей) в воде (ГОСТ 18164-72)		0,0480
111. Подготовка пластовой воды для определения йода		0,0096
112. Определение содержания брома и йода в воде		0,0547
113. Определение содержания бора в воде		0,0533
114. Определение содержания железа (ГОСТ 4011-72)		
электрокалориметрическим методом (ФЭК)		0,0144
роданометрическим методом		0,0192
115. Определение содержания сернистого железа в воде		0,0446
116. Определение сероводорода в воде		
без консервирования		0,0192
с консервированием		0,0336
117. Определение кислорода в воде		
методом сравнения		0,0110
методом титрования		0,0720
118. Определение содержания фосфатов в воде		0,0216
119. Определение наличия масла в воде		0,0024
120. Определение поверхностного натяжения вод на границе керосин-вода при помощи сталогмометра		0,0720
121. Определение содержания нефтепродуктов (углеводородов) в воде		
Весовым методом		
при содержании нефтепродуктов до 40 мг/л		0,0192
при содержании нефтепродуктов более 40 мг/л		0,0336
Б. На приборе ФЭК		
при содержании нефтепродуктов до 40 мг/л		0,0144
при содержании нефтепродуктов более 40 мг/л		0,0240
122. Определение иона HCO_3 и нефтяных кислот		0,0158

I	2
123. Качественное определение содержания поверхностно-активных веществ (ПАВ) методами "ТЦКА" (тиоциано-кобальтаммоний)	0,0408
124. Определение содержания свободной угольной кислоты в воде	0,0264
125. Определение жесткости воды оматным методом (ГОСТ 4151-72) (на два определения)	0,0096
126. Определение нитритов в воде (ГОСТ 4192-48)	0,0067
127. Определение содержания нитратов (NO_3) в пресной воде (ГОСТ 4192-48)	0,0288
128. Определение содержания азота аммиака в пресных водах (ГОСТ 4192-48)	0,0240
129. Определение биохимического потребления кислорода (БПК)	0,0326
130. Определение прозрачности сточных вод по методу Шеллена	0,0024
131. Определение цветности сточных вод (ГОСТ 3351-74)	0,0038
132. Определение вязкости пластовых и сточных вод	0,0240
133. Определение окисляемости пресных вод (ГОСТ 4595-49)	0,0480
134. Определение запаха сточных вод (ГОСТ 3351-74)	0,0067
135. Определение содержания дисольвана в пресных водах	0,0293

Анализ цемента

136. Приготовление цементного раствора для испытаний	0,0144
137. Определение удельного веса цементного раствора ареометром	0,0043
138. Определение растекаемости цементного раствора при помощи конуса АЗНИИ	0,0048
139. Определение начала и конца схватывания цементного раствора при помощи прибора "Игла-Вика"	0,0288
140. Определение начала загустевания цементного раствора при помощи консексотметра КЦ-3	0,1104
141. Приготовление цементного камня	0,0168
142. Испытание цементного камня на излом на приборе МИИ-100	0,0058
на рычажных весах	0,0144
143. Определение тонкости помола цемента	0,0960
144. Определение нормальной плотности теста на приборе Вика	0,0076
145. Определение равномерности изменения объема цементного теста	0,0048

I	2
I46. Определение удельного веса цементного раствора пикнометром	0,0187
I47. Определение удельного веса цемента в волнометре Ле-Шателье и Кандлю	0,0480
I48. Определение предела прочности на изгиб прибором Михаэлиса	0,0240
I49. Определение предела прочности при одноосном сжатии	0,0192
I50. Проба лепешек из цементного теста кипячением	0,1920
I51. Отбор средней пробы цемента квартованием	0,0096
I52. Подготовка кольца Вика к заполнению цементным раствором (тестом)	0,0048
I53. Подготовка форм к заполнению цементным раствором для получения образцов, подлежащих испытанию на изгиб и сжатие	0,0144
<u>Прочие работы</u>	
I54. Доведение фильтров до постоянного веса обеззоленные фильтры мембранные фильтры	0,0168 0,0048
I55. Определение концентрации раствора деэмульгатора	0,0384
I56. Определение концентрации щелочи	0,0163
I57. Определение скорости движения воздуха анемометром	0,0115
I58. Определение влажности воздуха психометром	0,0082
I59. Приготовление индикаторных трубок	0,0072
I60. Прием пробы от заказчика	0,0014
I61. Определение содержания пыли чугуна в воздухе производственных помещений	0,0312
I62. Калибровка газометра	0,0518
I63. Определение паров ртути в воздушной среде	0,0778
I64. Определение содержания щелочных и масляных аэрозолей в воздушной среде щелочных воздушных	0,0413 0,0768
I65. Взвешивание бюкс с фильтрами на аналитических весах	0,0014

Раздел XII. СБОР И СДАЧА МЕТАЛЛОЛОМА

69. Разделка металлолома

Профессия: газорезчик.

Перечень и трудоемкость выполняемых работ приведены в приложении 34.

Т а б л и ц а 69

Наименование работ	Ед. измер.	Норматив явочной численности
I. Разделка металлолома газовой резкой	100 т	0,048

Примечание. Для расчета численности на погрузочно-разгрузочные работы при сборе и сдаче металлолома и сопровождение металлолома использовать таблицы 70, 71.

70. Погрузочно-разгрузочные работы

Профессия: подсобный (транспортный) рабочий.

Нормативами предусматривается выполнение погрузочно-разгрузочных работ транспортными рабочими. Трудоемкость работ на погрузку (разгрузку) приведена в приложении 35.

Т а б л и ц а 70

Вес I места оборудования, материалов в тоннах	Нормативы явочной численности на погрузку (разгрузку) 1000 тонн грузов		
	автомобильными кранами	тракторными кранами	вручную
До 1	-	-	0,144/0,115
1	0,072	0,106	-
3	0,048	0,048	-
5	0,038	0,034	-
10	0,019	0,024	-
15	-	0,019	-
20	-	0,014	-
25	-	0,014	-

71. Сопровождение грузов

Профессия: подсобный (транспортный) рабочий.

Трудоемкость на сопровождение грузов в пути приведена в приложении 36.

Т а б л и ц а 71

Вес оборудования и материалов, тонн	Нормативы явочной численности на сопровождение 1000 т грузов на 10 км пути при транспортировке на		
	автомашинах	трайлерах	тракторах
До I	0,077	-	-
Свыше I	0,154	0,064	0,160

Р а з д е л XIII. ПРОЧИЕ РАБОТЫ

72. Изготовление металлоконструкций

Т а б л и ц а 72

Наименование работ	Норматив явочной численности на I тонну металлоконструкций
Изготовление металлоконструкций	0,014

73. Уборка производственных помещений

Т а б л и ц а 73

Убираемая площадь, тыс. м ²	Нормативы явочной численности на I смену при количестве производственных рабочих, чел.			
	20-50	51-75	76-125	свыше 125
До 0,5	0,35	0,53	0,79	-
0,6 - 1,0	0,53	0,71	0,88	0,97
1,1 - 1,5	0,71	0,80	0,97	1,06
1,6 - 2,0	0,80	0,97	1,06	1,15
2,1 - 3,0	0,88	1,06	1,15	1,23
3,1 - 4,0	0,97	1,18	1,25	1,32
4,1 - 5,0	1,07	1,30	1,36	1,41
5,1 - 6,0	1,18	1,43	1,48	1,51
Свыше 6,0	1,30	1,57	1,61	1,62

74. Уборка бытовых и служебных помещений

Т а б л и ц а 74

Наименование помещений	Нормативы, явочной численности на 1000 м ² помещения на I смену
Бытовые (санузлы, душевые и т.п.)	2,48
Служебные (контора, медпункт, красный уголок и т.п.)	2,03

75. Обслуживание электрографических и электро-
репродукционных аппаратов

Т а б л и ц а 75

Выполняемая работа	Норма обслуживания на одну установку
Получение задания, подготовка аппарата к работе, изготовление копий, сдача выполненных работ, регистрация заказов в журнал, чистка аппарата и уборка рабочего места	1,00

П Р И Л О Ж Е Н И Я

Приложение I

Среднегодовые нормы времени на обслуживание наземного оборудования фонтанной скважины

Наименование работ	Нормы времени на выполнение работ		Телемеханизированная скважина		Телемеханизированная скважина	
	чел./мин.	год	количество часов в год	общая сумма нормированного времени в год, чел./мин.	количество часов в год	общая сумма нормированного времени работ в год, чел./мин.
I	2	3	4	5	6	
1. Внешний осмотр и проверка состояния оборудования на устье скважины, проверка подачи нефти в выкидную линию	1,7	365	620,5	182,5	310,2	
2. Снятие показаний манометров (3 манометра)	3,0	365	1095,0	182,5	547,5	
3. Проверка ключом состояния крепления задвижек и фланцевых соединений на устье скважины и выкидной линии (13 соединений)	46,8	12	561,6	12	561,6	
4. Подтягивание сальников на задвижках на устье скважины и выкидной линии (7 задвижек)	7,0	12	84,0	12	84,0	
5. Подтягивание сальников пробобортного крана (вентиля)	3,0	5	15,0	5	15,0	
6. Смена сальниковой набивки на задвижках на устье скважины и выкидной линии (7 задвижек)	27,6	2	55,6	2	55,6	
7. Очистка колонной головки	11,8	2	23,0	2	23,0	
8. Смена сальниковой набивки пробобортного крана (вентиля)	10,8	2	21,6	2	21,6	
9. Смена пробобортного крана (вентиля)	12,2	1	12,2	1	12,2	
10. Установка заглушек со стравливанием газа	30,5	1	30,5	1	30,5	

Окончание приложения I

I	2	3	4	5	6
11. Смена манометров на фонтанной скважине (3 манометра)	10,2	2	20,4	2	20,4
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 замазанности вокруг устья скважины вручную	8,8	36	316,8	36	316,8
16. Покраска фонтанной арматуры и выкидной линии	74,8	1	74,8	1	74,8
17. Планировка площадки вокруг устья скважины вручную	17,6	2	35,2	2	35,2
18. Смена уплотнительных прокладок на фланцевых соединениях устья скважины и выкидной линии	28,4	4	113,6	4	113,6
19. Смена сальниковой набивки на головке дубрикатора	27,0	3	81,0	3	81,0
20. Проверка манометров контрольным прибором	5,0	2	10,0	2	10,0
21. Набивка смазки в задвижки (краны) фонтанной арматуры	11,3	12	135,6	12	135,6
Итого			3815,6		2957,8

Приложение 2

Среднегодовые нормы времени на обслуживание
скважин, оборудованных глубинным насосом

Наименование работ	Норма	Нетелемеханизи-		Телемеханизиро-	
	вре-	ванная скважина		ванная скважина	
	ме-	ко-	общая сумма	ко-	общая сумма
	ни на	ли-	нормирован-	ли-	нормирован-
	выпол-	чест-	ного време-	чест-	ного време-
	нение	во	ни в год,	во	ни на выпол-
	одной	рабо-	чел./мин.	рабо-	нение работ
	работы	чел./	в год,	чел./	в год,
	чел./	мин.		мин.	чел./мин.
	мин.				
I	2	3	4	5	6
I. Осмотр СКН, проверка подачи нефти, нагрева полированного штока, редуктора, исправнос- ти канатной подвески, узлов крепления СКН	4,0	365	1460,0	182,5	730,0
2. Подтяжка сальника тройника	1,4	182,5	255,5	182,5	255,5
3. Проверка состояния подшипников СКН	21,2	24	508,8	24	508,8
4. Проверка состояния электродвигателя и пускового устройства	2,4	365	876,0	182,5	438,0
5. Проверка наличия мас- ла в редукторе с оста- новкой и пуском СКН	3,3	48	158,4	48	158,4
6. Подтяжка текстурных ремней с остановкой и пуском СКН	4,3	12	51,6	12	51,6
7. Смена сальниковой на- бивки тройника	27,8	24	667,2	24	667,2
8. Протирка арматуры скважины от грязи и нефти	6,1	40	244,0	40	244,0
9. Ликвидация замазучен- ности вокруг устья скважины вручную	8,8	36	316,8	36	316,8
Ю. Мытье устьевого обо- рудования мощными средствами	39,1	12	469,2	12	469,2
II. Мытье устьевого обо- рудования паром	35,4	4	141,6	4	141,6

Окончание приложения 2

I	2	3	4	5	6
12. Подтягивание сальника пробоотборного крана (вентиля)	3,0	5	15,0	5	15,0
13. Смена пробоотборного крана (вентиля)	12,2	1	12,2	1	12,2
14. Смена сальниковой набивки пробоотборного крана (вентиля)	10,8	1	10,8	1	10,8
15. Смена уплотнительных прокладок фланцевых соединений на устье скважины и выкидной линии	28,4	1	28,4	1	28,4
16. Подтягивание сальников на задвижках на устье скважины и выкидной линии	2,8	12	33,6	12	33,6
17. Смена сальниковой набивки на задвижках устья скважины и выкидной линии	29,1	2	58,2	2	58,2
18. Набивка смазки в задвижки (краны) обвязки устья скважины	17,3	12	135,6	12	135,6
19. Проверка ключом состояния задвижек и фланцевых соединений на выкиде скважины	1,5	12	18,0	12	18,0
20. Снятие показаний манометров	1,0	182,5	182,5	182,5	182,5
21. Проверка манометров контрольным прибором	5,0	2	10,0	2	10,0
22. Смена манометров	3,4	2	6,8	2	6,8
23. Планировка площадки вокруг устья скважины вручную	17,6	2	35,2	2	35,2
24. Покраска устьевого оборудования	60,0	1	60,0	1	60,0
25. Покраска оборудования СК вручную	360,0	0,3	108,0	0,3	108,0
26. Участие в уравнивании СК передвижением роторных грузов	65,4	2	130,8	2	130,8
27. Участие в уравнивании СК с изменением количества роторных грузов	144,0	2	288,0	2	288,0
28. Участие в смене текстурных ремней СК	35,4	1	35,4	1	35,4
29. Запуск СК и ожидание подачи жидкости	9,9	12	118,8	12	118,8
Итого			6436,4		5268,4

Приложение 3

Среднегодовые нормы времени на обслуживание наземного оборудования скважин, оборудованных электропугужными насосами (ЭПН)

Наименование работ	Нормы времени на выполнение работ		Нетелемеханизированная скважина		Телемеханизированная скважина	
	чел./мин.	в год	количество работ в год	общая сумма нормированного времени на выполнение работ в год, чел./мин.	количество работ в год	общая сумма нормированного времени на выполнение работ в год, чел./мин.
I	2	3	4	5	6	
1. Внешний осмотр станции управления, автотрансформатора и скважины, проверка подачи нефти	2,4	365	876	182,5	438	
2. Снятие показаний манометров (3 манометра)	3,0	365	1095,0	182,5	547,5	
3. Проверка состояния сальника на месте ввода электрокабеля в скважину	1,1	12	13,2	12	13,2	
4. Проверка ключом состояния крепления задвижек и фланцевых соединений на устье скважины и выкидной линии (13 соединений)	46,8	12	561,6	12	561,6	
5. Подтягивание сальников на задвижках на устье скважины и выкидной линии (7 задвижек)	7,0	12	84,0	12	84,0	
6. Подтягивание сальника пробоотборного крана (вентилля)	3,0	5	15,0	5	15,0	
7. Смена сальниковой набивки на задвижках на устье скважины и выкидной линии (7 задвижек)	27,8	2	55,6	2	55,6	
8. Очистка колонной головки	11,5	2	23,0	2	23,0	

Окончание приложения 3

I	2	3	4	5	6
9. Смена сальниковой набивки пробоотборного крана (вентиля)	10,8	2	21,6	2	21,6
10. Смена пробоотборного крана (вентиля)	12,2	1	12,2	1	12,2
11. Смена манометров на скважине (3 манометра)	10,2	2	20,4	2	20,4
12. Протирка арматуры от грязи и нефти	19,5	12	234,0	12	234,0
13. Мытье арматуры моющими средствами	50,0	2	100,0	2	100,0
14. Мытье арматуры паром	43,8	4	175,2	4	175,2
15. Ликвидация замазученности вокруг устья скважин вручную	8,8	36	316,8	36	316,8
16. Планировка площадки вокруг устья скважины вручную	17,6	2	35,2	2	35,2
17. Проверка манометров контрольным прибором	5,0	2	10,0	2	10,0
18. Смена уплотнительных прокладок фланцевых соединений на устье скважины и выкидной линии	28,4	4	113,6	4	113,6
19. Набивка смазки в задвижки (краны) арматуры	11,3	12	135,6	12	135,6
20. Установка заглушек со стравливанием давления	30,5	1	30,5	1	30,5
21. Смена сальниковой набивки на головке лубрикатора	27,0	3	81,0	3	81,0
22. Покраска арматуры и выкидной линии	74,8	1	74,8	1	74,8
Итого			4053,8		3068,3

Приложение 4

Среднегодовые нормы времени на
обслуживание газлифтных скважин

Выполняемая работа	Норма времени на выполнение одной работы чел./ мин.	Количество работ в год на скважине		Общая сумма нормированного времени на выполнение работ в год на скважине, чел./мин.	
		теле-механизи-рованная	нетеле-механизи-рованная	теле-механизи-рованная	нетеле-механизи-рованная
I	2	3	4	5	6
1. Внешний осмотр и проверка состояния оборудования на устье скважины, проверка подачи нефти в выкидную линию	I,7	365	I095	620,5	I86I,5
2. Внешний осмотр и проверка состояния газовой линии от газоманифольда до скважины	I,4	365	I095	5II	I533
3. Снятие показаний манометров (Роуф., Рлянейн., Рмежколон.). Замер расхода газа и температуры	3,0	365	I095	I095	3285
4. Проверка ключом состояния крепления задвижек и фланцевых соединений на устье скважины (I7 соединений)	6I,2	52	52	3I82,4	3I82,4
5. Подтягивание сальников на задвижках на устье скважины, выкидной и газовой линиях (8 задвижек)	8,0	I2	I2	96	96
6. Подтягивание сальника пробоотборного крана (вентилля)	3,0	5	5	I5	I5
7. Смена сальниковой набивки на задвижках на устье скважины, выкидной и газовой линиях с остановкой скважины и стравливанием давления (8 задвижек)	63,4	2	2	I26,8	I26,8
8. Очистка колонной головки мощными средствами	II,5	2	2	23	23
9. Смена сальниковой набивки пробоотборного крана (вентилля)	IO,8	2	2	2I,6	2I,6

Окончание приложения 4

I	2	3	4	5	6
10. Смена пробоотборного крана (вентилля)	12,2	1	1	12,2	12,2
11. Смена манометров на скважине (4 манометра)	13,6	2	2	27,2	27,2
12. Протирка фонтанной арматуры и выкидной линии от грязи и нефти	19,5	12	12	234	234
13. Мытье фонтанной арматуры моющими средствами	50	2	2	100	100
14. Мытье фонтанной арматуры паром	43,8	4	4	175,2	175,2
15. Ликвидация замасоченности на устье скважины вручную	8,8	36	36	316,8	316,8
16. Покраска арматуры и выкидной линии	74,8	1	1	74,8	74,8
17. Планировка площадки вокруг устья скважины вручную	17,6	2	2	35,2	35,2
18. Продувка газовой линии	19,7	4	4	78,8	78,8
19. Участие в смене задвижек на устье скважины и выкидной линии	163,5	1 раз в 6 лет	1 раз в 6 лет	27,3	27,3
20. Смена уплотнительных прокладок на фланцевых соединениях на устье скважины, выкидной и газовой линиях	37,2	4	4	148,8	148,8
21. Установка заглушек со стравливанием газа	30,5	1	1	30,5	30,5
22. Смена сальниковой набивки на головке дубликатора	27	3	3	81	81
23. Набивка смазки в задвижки (краны) арматуры скважины	11,3	12	12	135,6	135,6
24. Проверка манометров контрольным прибором	5	2	2	10	10
Итого				7178,7	11631,7

Приложение 5

Выполнение специфических и сезонных работ при обслуживании скважин

Наименование работ	I	2
<u>А. Специфические работы</u>		
1. Участие оператора в пропаривании арматуры, выкидной линии (после проведения КРС, ПРС и перед покраской)	120,0	120,0
2. Участие оператора в закачке химреагента в скважину (обработка "солевого" фонда)	240,0	240,0
3. Участие оператора в пропаривании НКТ и штанг при работающем ШГН	205,0	205,0
4. Участие в обработке наземного оборудования и выкидной линии кислотой или растворами	180,0	180,0
5. Участие оператора в промывке скважины горючей нефтью (депарафинизация скважины)	212,6	212,6
6. Участие оператора в освоении скважин, вводимых из бурения	153,0	153,0
До освоения		
снять заглушку с затрубной задвижки (8 болтов)	40,0	40,0
установить фланец с быстросъемной гайкой (4 болта)	20,0	20,0
замерить буферное и затрубное давление	1,0	1,0
проверить открытие центральной манифольдной и линейной задвижек	5,0	5,0
открыть затрубную задвижку	2,0	2,0
В период освоения		
отбор проб нефти с устья в процессе освоения (одна проба в день)	7,0	7,0
По окончании освоения		
закрепить затрубную задвижку	2,0	2,0
снять фланец с быстросъемной гайкой	20,0	20,0
установить колпак на затрубную задвижку	40,0	40,0
замерить буферное и затрубное давление	1,0	1,0
поставить скважину на замер	15,0	15,0
Всего по пункту 6		153,0

I	2
7. Контроль за межколонными проявлениями по фонтанным скважинам	5,0
8. Участие оператора в пуске скважины и выводе ее на режим после смены ЭЦН	
опрессовка ЭЦН	42,0
пуск скважин в работу, контроль за показаниями манометров и приборов станции управления	5,0
снятие ручных замеров дебита скважин на ГЭУ "Спутник"	15,0
смена штуцера согласно результатов исследований ЦНИИПРа до оптимального динамического уровня	32,0
отбор проб жидкости с устья скважины (4-5 раз)	32,0
Всего	126,0
9. Участие оператора в приеме скважины, оборудованной ШГН, из текущего ремонта	
контроль за сменой нижнего сальника	10,0
контроль за вызовом подачи и опрессовкой НКТ и ШГН	40,0
открыть манифольдную и линейную задвижки	4,0
открыть задвижку на ГЭУ "Спутник"	1,5
пуск скважин в работу	1,5
Всего	57,0
<u>Б. Сезонные работы</u>	
1. Участие оператора в очистке территории куста скважин от снега, планировке с помощью спецтехники	37,0
2. Участие оператора в очистке подъездных путей к кусту скважин, замерной установке с помощью спецтехники	135,0
3. Очистка настила арматурной площадки от снега вручную	15,0
4. Очистка от снега подходов к ГЭУ "Спутник" вручную	30,0
5. Прополка травы на обваловке грушовой установки	36,0
6. Скашивание травы вокруг куста скважин, одиночной скважины	120,0
<u>В. Общие работы</u>	
1. Замена настила арматурной площадки	37,2
2. Ремонт настила арматурной площадки	23,0

Приложение 6
Среднегодовые нормы времени на обслуживание
установки для депарафинизации скважин

Выполняемые работы	Среднегодовые нормы времени		
	нормы вре- мени на вы- полнение од- ной работ, чел./мин.	количес- тво работ, в год	нормы време- ни на годо- вой объем работ, чел./мин.
I	2	3	4
I. Обслуживание ручной лебедки			
1. Профилактический ремонт скребка и перезарядка	27,5	4,9	134,8
2. Смена скребка	26,0	1,0	26,0
3. Смена лубриката	54,0	0,8	43,2
4. Смена сальникового уплотнения лубриката и снятие давления через вентиль	20,0	10,0	200,0
5. Смена скребковой проволоки (1200 м)	79,0	0,5	39,5
6. Смена головки лубриката	26,0	0,8	20,8
7. Смазка вращающихся частей лебедки	2,0	9,0	18,0
8. Вывод лебедки на скважину и монтаж ее	120,0	0,2	24,0
Итого:			506,3
II. Полуавтоматическая или автоматическая установка			
1. Профилактический ремонт скребка и перезарядка	27,5	4,9	134,8
2. Смена скребка	26,0	0,8	20,8
3. Смена стаканной проволоки	34,8	4,5	156,6
4. Смена головки лубриката	26,0	0,4	10,4
5. Смена лубриката	54,0	0,7	37,8
6. Смена сальникового уплотнения лубриката и спуск давления через вентиль	20,0	10,3	206,0
7. Смена скребковой проволоки (1200 м)	79,0	0,5	39,5
8. Смена масла в редукторе лебедки	10,0	1,0	10,0
Итого:			615,9

Приложение 7

Среднегодовые нормы времени на спуск и подъем скребка установками для депарафинизации скважин

Выполняемая работа	Нормы времени на выполнение одной работы, чел./мин.		Количество работ в год		Время на годовую работу, чел./мин.	
	спуск и подъем на 100 м	на каждые последующие 100 м	в год	на каждые последующие 100 м	спуск и подъем на 100 м	на каждые последующие 100 м

Спустить и поднять скребок (лифт остеклованный, покрытый бакелитовыми лаками, эпоксидными смолами) установкой

Ручной лебедкой	8,6	4,6	36,5	313,9	167,9
Полуавтоматической, автоматической	8,6	1,6	36,5	313,9	58,4

Приложение 8

Среднегодовые нормы времени на обслуживание групповой установки для сбора и замера жидкости типа "Спутник"

Наименование работ	Среднегодовые нормы времени					
	Нормы времени на выполнение одной работы, чел./мин.	количество работ в год	нормы времени на годовую работу, чел./мин.	количество работ в год	нормы времени на годовую работу, чел./мин.	количество работ в год
I	2	3	4	5	6	
1. Проверка состояния гидродонной головки и дебитомера, булжов, регулятора	6,0	365	2190,0	182,5	1095,0	
2. Проверка состояния гребенки и подачи нефтегазовой смеси со скважины	6,1	365	2226,5	182,5	1113,3	
3. Смена манометров	11,1	3	33,3	3	33,3	
4. Снятие показателей счетчиков	3,3	365	1104,5	182,5	602,3	
5. Очистка ГЗУ от замазученности	44,8	24	1075,2	24	1075,2	

Продолжение приложения 8

I	2	3	4	5	6
6. Подтягивание болтов, фланцевых соединений и замена болтов	5,0	24	120,0	24	120,0
7. Смена прокладки на фланцевых соединениях	54,1	12	649,2	12	649,2
8. Набивка сальников на задвижках	20,3	20	406,0	20	406,0
9. Снятие показаний манометра	1,8	365	657,0	182,5	328,5
10. Обработка соляной кислотой технологического оборудования ЗУ "Спутника" от отложения солей	120,0	1	120,0	1	120,0
11. Откачка жидкости из канализационной емкости	60,0	2	120,0	2	120,0
12. Покраска арматуры и задвижек внутри групповой замерной установки	240,0	1	240,0	1	240,0
13. Подготовка к врезке проботоотборника	20,0	0,3	6,6	0,3	6,6
14. Планировка территории вокруг "Спутника", поправка обвалования	120,0	2	240,0	2	240,0
15. Отогрев фидельной линии при помощи ППУ	40,0	16	640,0	16	640,0
16. Гидравлические испытания "Импульсов" ЗУ	325,0	1	325,0	1	325,0
17. Смена вентиля, проботоотборника	11,0	1	11,0	1	11,0
18. Подрыв ШК (предохранительного пружинного клапана)	0,5	50	25,0	50	25,0
19. Ремонт помещения "Спутника"	60,0	1	60,0	1	60,0
20. Покраска помещения "Спутника" снаружи	120,0	1	120,0	1	120,0
21. Пропарка арматуры ГЗУ	59,4	6	356,4	6	356,4
22. Обслуживание ЗПУ-5000	20	32	640,0	32	640,0
23. Проверка работы вентилятора и освещения "Спутника"	1,0	365	365,0	182,5	182,5
24. Ревизия обратного клапана (смена прокладки крышки клапана, смена колец, вскрытие клапана, комплектование крепежом и подтягивание шпилек)	60	2	120,0	2	120,0

Окончание приложения 8

I	2	3	4	5	6
25. Смена предохранительного клапана в ГЗУ и вывод ее на автоматический режим работы	47,4	2	94,8	2	94,8
Итого:			12045,5		8724,1

Приложение 9

Среднегодовые нормы времени на обслуживание групповой установки для сбора и замера жидкости типа "Сателлит" фирмы "Камко"

Выполняемая работа	Количество	Норма времени на выполнение одной работы, чел./мин.	Количество часов в год	Общая сумма нормированного времени на выполнение работ в год, чел./мин.
I	2	3	4	5
1. Осмотр насосного агрегата		6,4	365	2336
2. Замена масла в редукторах насосов	4 ед.	21,8	2	174
3. Проверка расхода газа по скважинам	24 скв.	4,8	365	42040
4. Проверка состояния гребенки и подачи нефтегазовой смеси со скважины		6,5	365	2372
5. Долив гликоля		33,3	12	400
6. Замена гликоля		960,0	2	1920
7. Заливка метанола	600 л	63,3	4	253
8. Снятие показаний манометров	40 ед.	7,1	365	2591
9. Снятие показаний счетчиков		4,7	365	1715
10. Смена манометров	40 ед.	5,4	2	432
11. Набивка сальников на задвижках		31,3	12	376
12. Смена прокладки на фланцевых соединениях		47,5	2	95
13. Проверка сальников уравнителей Т-100, Т-200		10,0	2	20

Продолжение приложения 9

I	2	3	4	5
14. Смазка шарнирных болтов обратных клапанов (с остановкой скважин)		106,8	4	427
15. Смазка регулируемого штуцера шароприемника		15,0	4	60
16. Замена сальниковой набивки шаровых клапанов в замерном блоке	2 ед.	48,6	4	389
17. Смазка конических 2" кранов на гребенке газа высокого давления (ГВД)	49 ед.	14,5	4	2842
18. Набивка смазки кранов ГВД	24 ед.	8,4	6	1210
19. Проверка работы предохранительных клапанов	2 ед.	6,0	4	48
20. Проверка работы 4" обратных клапанов в групповом блоке	2 ед.	60	2	120
21. Проверка и продувка уровнемерного стекла		7,4	52	384
22. Продувка трубопроводов топливного газа, чистка горелок		74,1	12	889
23. Продувка сепаратора V= 900 на факел		10,6	4	42
24. Проверка отложений парафина		138,0	1	138
25. Пропарка замерного сепаратора		84,0	6	504
26. Внутренний осмотр группового сепаратора:				
перевод ГЗУ на "байпас"		39,0	1 раз в два года	19
освобождение сепаратора от жидкости		20,0	- " -	10
установка заглушек на выкидных трубопроводах		204,0	- " -	102
пропарка сепаратора		240,0	- " -	120
внутренний осмотр сепаратора		120,0	- " -	60
установка предохранительного клапана		50,0	- " -	25
забалчивание люков		45,0	- " -	22
снятие заглушек		167,0	- " -	84
очистка сепаратора от грязи и механических примесей		492,0	- " -	246
ревизия сепаратора, заполнение и запуск сепаратора в работу		431,0	- " -	216
Итого				

Окончание приложения 9

I	2	3	4	5
27. Внутренний осмотр абсорбера с разбором тарелок и последующей очисткой		1440	I раз в два года	720
28. Гидравлическое испытание абсорбера $V = 200$		325,0	I раз в 8 лет	4I
29. Гидравлическое испытание группового сепаратора $V = 100$		650	I раз в 8 лет	8I
30. Очистка регуляторов расхода газа от пепла, грязи	24	50,8	I	I2I9
3I. Очистка дымоходной трубы установки регенерации гликоля		10I,3	2	203
32. Очистка приспособления для противообратного выброса пламени с помощью моющих средств		2I,4	2	43
33. Чистка баков из-под метанола от механических примесей и пропарка	2	133,0	I раз в два года	I33
34. Смена диафрагмы измерения расхода газа (с остановкой скважины)	24	2I,6	I раз в три года	I73
35. Смена предохранительных клапанов (с остановкой скважины)	2	48,5	I	97
36. Смена фильтра на гликолевой линии	2	34,2	I2	82I
37. Смена дуг на линиях газа высокого давления	24	78,0	I раз в три года	624
38. Замена фитингов на дугах газа высокого давления	24	I7,9	2	859
39. Участие в ревизии турбинного расходомера жидкости		90,1	I	90
40. Розжиг горелки		I4,2	52	738
4I. Регулировка пламени горелки и наблюдение за подогревом диэтиленгликоля		I2,5	365	4563
42. Уборка помещений ГЗУ (замерной блок, групповой блок, блок КИП)		15,0	52	780
43. Очистка ГЗУ от замазученности		53,5	24	I284
44. Смазка дверных петель на ГЗУ		I6,4	I	I6
45. Скашивание травы вокруг ГЗУ		67,2	I	67
46. Покраска оборудования ГЗУ		1600,0	I раз в два года	800
Итого:				76033

Приложение Ю

Нормы времени на переходы (переезды) одного километра

выполняемая работа	Нормы времени, чел.-мин. на 1 км		
	Переход с инстру- ментом или аппара- турой весом до 5 кг	Переезд на авто- мобиле	Переезд на трак- торе
Переход (переезд) одного кило- метра с грузом по местности:			
Резкопересеченной (подъем выше 20%; речная пойма, заросшая и заболоченная выше 20%, изре- занная старицами и болотами, сплошные кочковатые вязкие бо- лота, овраги, соры и т.п.)	25,0	3,0	6,0

П О Я С Н Е Н И Е

к порядку подсчета среднего расстояния между объектами, обслуживаемыми операторами

Среднее расстояние между кустами скважин и объектами определяется как частное от деления общей протяженности маршрута оператора по добыче нефти (в км) на число кустов скважин и одиночных скважин действующего фонда и других объектов нефтедобычи, закрепленных за ним.

В протяженность маршрута включаются переходы ко всем объектам, нанесенным на маршрутную карту оператора: скважина, пьезометрическая скважина, куст скважин, групповая установка (при условии, что ГЗУ отдалена от скважин, куста скважин более 50 м), кроме переходов к скважинам, отдаленным от основной группы скважин на 3 км при резкопересеченной местности, 4 км при пересеченной и на 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.

Среднее расстояние между скважинами по ЦДНГ или НГДУ в целом определяется суммированием данных о протяженности маршрута операторов по добыче и делением этой суммы на число нефтепромысловых объектов, закрепленных за операторами, независимо от метода эксплуатации и от оборудования скважин.

П р и л о ж е н и е II
Среднегодовые нормы времени на обслуживание
контрольных, пьезометрических и бездействующих скважин

Наименование работ	Среднегодовые нормы времени		
	на одну работу, чел./мин.	количество работ в год	нормы времени на годовой объем работ, чел./мин.
I	2	3	4
А. Обслуживание контрольных и пьезометрических скважин			
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
Б. Обслуживание бездействующих скважин			
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 прободоборного крана (вентили)	3,0	4	12,0
5. Протирка арматуры от грязи	9,7	2	19,4
Итого:			234,2

П р и л о ж е н и е I2
Нормы времени на отбор проб нефти с резервуаров

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

Приложение 13

Среднегодовые нормы времени на обслуживание
оборудования нагнетательных скважин

Наименование работ	Нормы времени			
	на выпол- ние одной работы, чел./мин.	нетелемеханизованная скважина		
		количес- тво работ в год	нормы времени на годовой объем работ, чел./мин.	
I. 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	
8. Очистка от грязи и мазута арматуры и обвязки скважины	20,0	1	20,0	
9. Уборка замазученности на территории скважины	20,0	1	20,0	
10. Планировка с поправкой обводнения территории скважины	40,0	1	40,0	
II. Отогрев устья скважины	120,0	6	720,0	
Итого			1687,0	

П р и л о ж е н и е I4
 Нормы времени на замер дебита
 скважин, отбор проб жидкости

Выполняемая работа	Нормы времени на выполнение одной работы, чел./мин.
1. Замер дебита скважин на автоматической группо- вой замерной установке типа "Спутник", "Сател- лит"	
телемеханизированной	19,9
нетелемеханизированной	20,2
2. Отбор проб жидкости со скважины	3,7

П р и л о ж е н и е I5
 Типовой набор работ и нормы времени на исследование
 нефтяных, нагнетательных и пьезометрических скважин

Выполняемая работа	Норма времени на выполнение одной работы без спуска и подъема прибора, чел. мин.		Нормы времени (чел. мин.) на одну работу со спуском и подъемом прибора на глубинах, м			
	500	1000	2000	3000	4000	5000
I	2	3	4	5	6	7
I. Глубиннонасосная эксплуатация скважин						
1. Замер забоя или уровня жидкости и водораздела в скважине	24,5	38,0	51,5	78,5	105,5	132,5
2. Отбивка уровня в скважине желонкой	24,5	38,0	51,5	78,5	105,5	132,5
3. Замер статического уровня эхолотом, волномером	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8
4. Замер динамического уровня эхолотом, волномером	26,8	28,8	26,8	26,8	26,8	26,8
5. Отбивка динамического уровня с помощью орифайса	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
6. Отбивка статического уровня с помощью орифайса	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
7. Снятие кривых восстановления давления (три раза)	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4
8. Замер давления и температуры в скважине глубинным манометром	49,6	63,1	76,6	103,6	130,6	157,6

Продолжение приложения I5

I	2	3	4	5	6
9. Замер пластовых давлений	49,6	63,1	76,6	103,6	130,6
10. Замер забойных давлений	49,6	63,1	76,6	103,6	130,6
11. Замер пластового давления через затрубное пространство	57,5	87,0	116,5	175,5	234,5
12. Замер забойного давления через затрубное пространство	57,5	87,0	116,5	175,5	234,5
13. Замер поинтервальных давлений через межтрубное пространство (на 10 точек)	245,9	275,4	304,9	363,9	422,9
14. Замер избыточного давления в затрубном пространстве скважин при статическом и динамическом режимах контроля манометром	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8
15. Снятие кривой восстановления пластового давления через межтрубное пространство	291,6	321,1	350,6	409,6	468,6
16. Замер дистанционными приборами через межтрубное пространство АПЭМ-64,66	553,2	569,7	586,2	619,2	652,2
17. Снятие индикаторных кривых с отбивкой динамического и статического уровня эхолотом (при трех измененных режимах)	251,8	265,3	278,8	305,8	332,8
18. Исследование на периодическую эксплуатацию	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3
19. Отбивка песчаных пробок	24,5	38,0	51,5	78,5	105,5
20. Замер дебита жидкости	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1
21. Замер дебита газа ДД-430	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5
22. Замер газового фактора орифайсом	7,95	7,95	7,95	7,95	7,95
23. Исследование работы глубинных насосов при помощи диаграммографа	19,25	19,25	19,25	19,25	19,25
24. Отбор глубинных проб (жидкости) с помощью пробоборняка ПД-3	81,7	90,7	99,7	117,7	135,7
25. Шаблонирование скважин, отбивка забоя	10,0	20,5	31,0	52,0	73,0

Продолжение приложения I5

I	2	3	4	5	6
26. Проверка параметров и обследование устьевых оборудования скважины	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
27. Снятие профилей отдачи пласта с помощью АПЭЛ (10 точек)	476,6	493,1	509,6	542,6	575,6

II. Фонтанная и газлифтная эксплуатация скважин

I. Замер забоя и водораздела в скважине	40,7	54,2	67,7	94,7	121,7
2. Отбивка уровня желонкой	40,7	54,2	67,7	94,7	121,7
3. Замер пластового давления в скважине глубинным манометром	65,9	79,4	92,9	119,9	146,9
4. Замер забойного давления в скважине глубинным манометром	65,9	79,4	92,9	119,9	146,9
5. Замер поинтервальных давлений в обводненных скважинах	265,9	279,4	292,9	319,9	346,9
6. Снятие кривых восстановления пластового давления	305,4	318,9	332,4	359,4	386,4
7. Контрольный замер устьевых давлений манометром	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
8. Замер температуры электро-термометром	553,2	569,7	586,2	619,2	652,2
9. Замер устьевых температур	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
10. Замеры межколонных пропусков (определение герметичности)	269,2	285,7	302,2	335,2	368,2
11. Замер дебита скважин глубинным дебитомером или снятие профиля отдачи пласта	553,2	569,7	586,2	619,2	652,2
12. Замер дистанционным влагомером	553,2	569,7	586,2	619,2	652,2
13. Снятие индикаторных диаграмм	305,7	319,2	332,7	359,7	386,7
14. Отбор глубинных проб жидкости пробоотборником ПД-3	112,9	121,9	130,9	148,9	166,9
15. Отбор глубинных проб жидкости желонкой	40,7	54,2	67,7	94,7	121,7
16. Отбор глубинных проб на содержание гелия	112,9	121,9	130,9	148,9	166,9
17. Замер дебита нефти	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0

10-222

Продолжение приложения 15

I	2	3	4	5	6
18. Замер дебита газа	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0
19. Замер газового фактора	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
20. Замер дебита и газового фактора	72,6	72,6	72,6	72,6	72,6
21. Шаблонирование насосно-компрессорных труб	37,5	48,0	58,5	79,5	100,5
22. Контрольный замер глубины подвеса труб	54,3	70,8	87,3	120,3	153,3
23. Смена штангов	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
24. Распарафинирование насосно-компрессорных труб турбинной	204,9	218,4	231,9	258,9	285,9
25. Гидропрослушивание	191,5	205,0	218,5	245,5	272,5
26. Исследование скважин КВУ	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4

III. Эксплуатация скважин, оборудованных ЭИП

1. Замер забоя или уровня жидкости и водораздела в скважине	40,7	54,2	67,7	94,7	121,7
2. Отбивка уровня в скважине желонкой	40,7	54,2	67,7	94,7	121,7
3. Отбивка статического уровня эхолотом или волномером	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8
4. Отбивка динамического уровня эхолотом или волномером	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8
5. Замер динамического уровня орифайсом	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
6. Замер статического уровня орифайсом	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
7. Отбивка динамического уровня с помощью РДМ-УФ	393,2	409,7	426,2	459,2	492,2
8. Снятие кривых восстановления уровня	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4
9. Термометрирование с помощью приборов					
регистрационных	135,8	149,3	162,8	189,8	216,8
дистанционных	453,2	469,7	486,2	519,2	552,2
10. Замер пластового давления	65,9	79,4	92,9	119,9	146,9
11. Замер забойного давления	65,9	79,4	92,9	119,9	146,9

Продолжение приложения 15

I	2	3	4	5	6
12. Замер избыточного давления в затрубном пространстве скважин при статическом и динамическом режимах контрольным манометром	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
13. Снятие кривой восстановления пластового давления	305,7	319,2	332,7	359,7	386,7
14. Снятие профилей отдачи пласта с помощью дистанционных приборов	553,2	569,7	586,2	619,2	652,2
15. Снятие индикаторных кривых	305,9	319,4	332,9	359,9	386,9
16. Снятие кривых удельных весов (10 точек)	245,9	259,4	272,9	299,9	326,9
17. Замер дебита скважин	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
18. Замер газового фактора	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0
19. Отбор глубинных проб нефти и воды пробоборником типа ЦД-3	112,9	121,9	130,9	148,9	166,9
20. Отбор глубинных проб жидкости желонкой	40,7	54,2	67,7	94,7	121,7
21. Шаблонирование НКТ желонкой или специальным шаблоном	37,5	48,0	58,5	79,5	100,5
22. Отбивка подвески	40,7	54,2	67,7	94,7	121,7

IV. Магнетательные скважины

1. Отбивка уровня в скважине	43,0	56,5	70,0	97,0	124,0
2. Замер пластового давления в скважине глубинным манометром	65,9	79,4	92,9	119,9	146,9
3. Замер забойного давления	65,9	79,4	92,9	119,9	146,9
4. Замер давления и температуры скважинным глубинным манометром	65,9	79,4	92,9	119,9	146,9
5. Замер пластового давления и приемистости скважин дистанционными приборами	553,2	569,7	586,2	619,2	652,2
6. Замер пластового давления по кривым неполного восстановления буферного давления	76,8	76,8	76,8	76,8	76,8
7. Замер устьевого рабочего давления (буферного)	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
8. Снятие кривой восстановления пластового давления	305,4	318,9	332,4	359,4	386,4
9. Снятие кривых падения буферного давления	76,8	76,8	76,8	76,8	76,8

Продолжение приложения I5

I	2	3	4	5	6
10. Отбивка динамических и статических уровней (для карт изобар) желонкой	43,0	56,5	70,0	97,0	124,0
11. Снятие индикаторных диаграмм	353,6	367,1	380,6	407,6	434,6
12. Замер забоя скважин	40,7	54,2	67,7	94,7	121,7
13. Термометрирование (АПЭД)	553,2	566,7	580,2	607,2	634,2
14. Замер приемистости пласта дистанционными расходомером	552,2	566,7	580,2	607,2	634,2
15. Замер приемистости скважин устьевыми приборами	103,8	103,8	103,8	103,8	103,8
16. Замер приемистости нагнетательных скважин от КНС	103,8	103,8	103,8	103,8	103,8
17. Снятие профилей отдачи пласта дистанционными приборами	184,4	197,9	211,4	238,4	265,4
18. Отбор поверхностных проб воды из манифольдной линии	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
19. Шаблонирование скважин, отбивка забоев	37,5	48,0	58,5	79,5	100,5
20. Определение герметичности колонны	269,2	282,7	296,2	323,2	350,2
21. Замер пластового давления с помощью дистанционных приборов	313,2	326,7	340,2	367,2	394,2
22. Замер забойного давления с помощью дистанционных приборов	313,2	326,7	340,2	367,2	394,2

У. Контрольные и пьезометрические скважины

1. Замер забоя, уровня жидкости, водораздела в скважине	40,7	54,2	67,7	94,7	121,7
2. Замер пластового давления глубинным манометром	65,9	79,4	92,9	119,9	146,9
3. Замер давления и температуры в скважине глубинным манометром	65,9	79,4	92,9	119,9	146,9
4. Замер пластового давления по кривым неполного восстановления буферного давления	76,8	76,8	76,8	76,8	76,8
5. Замеры уровней и пластовых давлений	106,6	120,1	133,6	160,6	187,6
6. Замеры буферного давления	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
7. Замеры поинтервальных давлений	265,9	279,4	292,9	319,9	346,9

Окончание приложения I5

I	2	3	4	5	6
8. Снятие кривых восстановления пластового давления	305,4	318,9	332,4	359,4	386,4
9. Определение герметичности ко- лонны	269,2	282,7	296,2	323,2	350,2

Приложение I6

Нормы времени на обслуживание оборудования
и объектов по сбору попутного газа

Выполняемая работа	Ед. изм.	Объем работ	Норма вре- мени на выполнение одной ра- боты, чел./час.	Коли- чест- во работ в год	Нормы времени на годовой объем ра- бот, чел./час.
--------------------	-------------	----------------	--	--	---

Газосборный коллектор (I км)

I. Переход по маршруту при резкопересечен- ной местности	км	0,67	0,42	254	71,5
2. Продувка конденсата из газопровода че- рез дрип	дрип I		0,21	200	42
3. Очистка дрипа от за- мазученности	дрип I		0,21	12	2,5
4. Осмотр колодца	ко- ло- дец I		0,14	52	7,3
5. Маркировка колодца или дрипа	дрип I		0,54	I	0,5
Итого при резкопере- сеченной местности					123,8

Усовой газопровод

I. Переход по маршруту при резкопересечен- ной местности	км	0,67	0,42	85	23,9
2. Продувка конденсата из газопровода че- рез дрип	дрип I		0,21	12	2,5
3. Очистка дрипа от за- мазученности	дрип I		0,21	12	2,5
Итого при резкопере- сеченной местности					28,9

Приложение 17

Нормы времени на ремонт групповых установок для сбора, замера жидкости

Выполняемая работа	Норма времени на один ремонт чел.мин.	Количество работ в год	Нормы времени на весь объем работ в год, чел.мин.
Групповая установка для сбора, замера жидкости			
1. Текущий ремонт запорной и предохранительной арматуры	45,9	14	642,6
булиотов	885,6	0,375	332,1
гидроциклонной головки	295,2	0,375	110,7
Итого			1085,4
2. Капитальный ремонт булиотов	2755,2	0,125	344,4
гидроциклонной головки	836,4	0,125	104,6
Итого			449
Всего на установку			1534,4

Приложение 18

Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта теплотехнического оборудования

Слесарно-сборочные работы, подгонка, регуляровка, теплоизоляция-онные, малярные, станочные работы и испытание.

Наименование оборудования	Структура ре-монтного цикла	Дли-тель-ность ре-монта	Трудоёмкость одного ремонта, чел./час.	Трудоёмкость ре-монт в расчете на год, чел./час.			
				теку-щий	капита-льный	теку-щий	капита-льный
I	2	3	4	5	6	7	8

Котлы паровые вертикально-водотрубные на давление до 14 кгс/кв.см, работающие на газообразном и жидком топливе типа ДКВр, паропроизводительность, т/ч:

2,5	К-Т-К	2	240	800	120	400	520
4,0	"	2	330	1100	165	550	715
6,5	"	2	420	1400	210	700	910

Продолжение приложения 18

I	2	3	4	5	6	7	8
10,0	К-Т-К	2	480	1650	240	825	1065
20,0	"	2	700	2300	350	1150	1500
Котлы вертикальные цилиндрические, паропроизводительность, т/ч							
0,4	К-4Т-К	5	36	120	29	24	53
0,8	"	5	50	180	40	36	76
1,0	"	5	70	240	56	48	104
Котлы водогрейные, работающие на газообразном и жидком топливе; теплопроизводительность, Г кал/ч							
до 4,3	К-2Т-К	6	300	1000	100	167	267
6,5	"	6	390	1300	130	217	347
8,3	"	6	450	1500	150	250	400
10,0	"	6	540	1800	180	300	480
Котлы паровые горизонтально-водотрубные на давление до 14 кгс/кв.см, работающие на газообразном и жидком топливе ДКВр, паропроизводительность, т/ч							
2,5	К-Т-К	2	216	720	108	360	468
4,0	"	2	297	990	149	495	644
6,5	"	2	378	1260	189	630	819
10,0	"	2	432	1485	216	743	959
20,0	"	2	630	2070	315	1035	1350
Котлоагрегаты автоматизированные, отопительные, чугунные с тягодутьевым устройством и автоматикой, поверхность нагрева, кв.м							
23,0	К-3Т-К	4	100	340	75	85	160
32,0	"	4	120	400	90	100	190
40,0	"	4	140	470	105	118	223
Дезаэраторы атмосферные с колонкой запорно-регулирующей арматурой и трубопроводами в пределах установки, производительность, т/ч							

Продолжение приложения I8

I	2	3	4	5	6	7	8
5	К-ЗТ-К	4	30	100	23	25	48
10	"	4	38	125	29	31	60
15	"	4	42	140	32	35	67
25	"	4	48	160	36	40	76
50	"	4	51	170	38	43	81
75	"	4	54	180	41	45	86
Фильтры натрийкатионитовые, диаметром, мм							
700	К-9Т-К	5	12	40	22	8	30
1000	"	5	15	50	27	10	37
1500	"	5	18	60	32	12	44
Солеэкстракторы, диаметром, мм							
630	К-ЗТ-К	4	9	30	7	8	15
1000	"	4	12	40	9	10	19
Балки деаэрационные теплоизолированные с запорной арматурой, емкостью, м³							
5	К-ЗТ-К	4	6,0	20,0	5	5	10
10	"	4	7,5	25,0	6	6	12
15	"	4	9,0	30,0	7	7	14
25	"	4	12,0	40,0	9	10	19
35	"	4	15,0	50,0	11	13	24
50	"	4	19,5	65,0	15	16	31
70	"	4	24,0	80,0	18	20	38
Теплообменники пароводяные и водо-водяные, поверхность нагрева, мм²							
10 - 12	К-ЗТ-К	4	14	46	11	12	23
13 - 18	"	4	17	56	13	14	27
19 - 23	"	4	20	66	15	17	32
24 - 29	"	4	23	76	17	19	36
30 - 35	"	4	25	86	19	22	41
36 - 50	"	4	30	100	23	25	48
51 - 70	"	4	39	130	29	33	62
71 - 80	"	4	43	145	32	36	68
81 - 100	"	4	51	170	38	43	81
101 - 120	"	4	60	200	45	50	95

Продолжение приложения I8

I	2	3	4	5	6	7	8
I2I - I40	K-3T-K	4	72	240	54	60	114
I4I - I60	"	4	84	280	63	70	I33
Емкости для питательной воды, м³							
5	K-3T-K	4	5	I6	4	4	8
I0	"	4	7	23	5	6	II
I5	"	4	8	25	6	6	I2
25	"	4	9	32	7	8	I5
50	"	4	I7	56	I3	I4	27
75	"	4	24	8I	I8	20	38
Емкости для жидкого топлива, м³							
3	K-6T-K	I5	4	I4	2	I	3
5	"	I5	5	I6	2	I	3
7	"	I5	5	I8	2	I	3
I0	"	I5	7	23	3	2	5
I5	"	I5	8	25	3	2	5
25	"	I5	9	32	4	2	6
50	"	I5	I7	56	7	4	II
75	"	I5	24	8I	IO	5	I5
Емкости металлические для местного хранения соли, м³							
25	K-3T-K	I5	9	32	7	8	I5
50	"	I5	I7	56	I3	I4	27
75	"	I5	24	8I	I8	20	38
I00	"	I5	32	IO8	24	27	5I

Наружные трубопроводы

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

50	K-IIT-K	I2	50	I90	46	I6	62
75	"	I2	50	220	46	I8	64
I00	"	I2	60	250	55	2I	76
I50	"	I2	70	290	64	24	88

Продолжение приложения 18

I	2	3	4	5	6	7	8
200	K-III-K	I2	80	330	73	28	I0I
250	"	I2	I20	470	II0	29	I49
300	"	I2	I40	550	I29	46	I74

Тепловые сети; паропроводы и конденсатопроводы, проложенные на эстакадах, по стенам зданий и в проходных каналах (на I км) с условным диаметром, мм

50	K-I4T-K	I5	I20	420	II2	28	I40
75	"	I5	I80	600	I68	40	208
100	"	I5	250	800	233	53	286
150	"	I5	300	I000	280	67	347
200	"	I5	400	I300	373	87	460
250	"	I5	500	I700	467	II3	580
300	"	I5	600	I900	560	I27	687

То же, проложенные в непроходных каналах (на I км), с условным диаметром, мм

50	K-I4T-K	I5	I00	420	93	28	I2I
75	"	I5	I50	600	I40	40	I80
100	"	I5	200	800	I87	53	240
150	"	I5	250	I000	233	67	300
200	"	I5	300	I300	280	87	367
250	"	I5	400	I700	373	II3	486
300	"	I5	500	I900	467	I27	594

Мазутопроводы с изоляцией и обогревом, проложенные в непроходных каналах (на I км), с условным диаметром, мм

до 25	K-III-K	I2	90	350	83	29	II2
50	"	I2	I00	400	92	33	I25
75	"	I2	I20	500	II0	42	I52
100	"	I2	I80	700	I65	58	223
150	"	I2	220	900	202	75	277

Окончание приложения 18

I	2	3	4	5	6	7	8
---	---	---	---	---	---	---	---

Внутренние трубопроводы

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

До 25	К-15Т-К	16	70	300	66	19	85
50	"	16	100	420	94	26	120
75	"	16	150	600	141	38	179
100	"	16	200	800	188	50	238
150	"	16	260	1050	244	66	310
200	"	16	320	1300	300	81	381

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

До 25	К-9Т-К	15	50	200	30	13	43
50	"	15	70	300	42	20	62
75	"	15	100	400	60	27	87
100	"	15	150	550	90	37	127
150	"	15	170	700	102	47	149
200	"	15	220	900	132	60	192

Приложение 19

Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта дымососов и вентиляторов

Оборудование	Структура ремонтного цикла	Предельная стоимость ремонтного цикла	Трудоемкость одного ремонта, чел./час.	
			текущий	капитальный
I	2	3	4	5

Вентиляторы котельные

Вентиляторы дутьевые, типа

ВД - 6	К-2Т-К	3	10	40
ВД - 8	"	3	12	50

Продолжение приложения I9

I	2	3	4	5
ВД - 10	К-2Т-К	3	18	70
ВД - 12	"	3	20	80
ВД - 13,5	"	3	25	100
ВД - 15,5	"	3	30	120
ВД - 18	"	3	40	140
ВД - 20	"	3	50	160
Дымососы центробежные односторонне- го всасывания, типа:				
Д - 8	К-3Т-К	2	15	60
Д - 10	"	2	20	80
Д - 12	"	2	25	100
Д - 13,5	"	2	30	120
Д - 15,5	"	2	40	140
Д - 18	"	2	50	160
Д - 20	"	2	60	180

Вентиляционное оборудование

Вентиляторы центробежные низкого и
среднего давления, номер

4 и 5	К-2Т-К	3	10	30
6	"	3	12	40
7 и 8	"	3	20	60
10	"	3	24	80
12	"	3	36	120
16	"	3	48	160

Вентиляторы осевые, номер

До 5	К-2Т-К	3	2,0	7
6	"	3	3,5	11
7	"	3	4,5	14
8	"	3	6,0	18
10	"	3	7,0	21
12	"	3	8,0	25
16	"	3	9,0	28

Калориферы на 10 м² поверхности
нагрева К-3Т-К 4 1,5 5

Окончание приложения 19

I	2	3	4	5
Воздуховоды круглого сечения с фасонными частями на 10 м длины эксплуатируемого воздуховода, диаметром, мм				
До 150	K-15T-K	8	3,0	10
300	"	8	4,5	14
500	"	8	6,5	20
750	"	8	9,0	27
1000	"	8	11,0	33
1250	"	8	12,0	37
1500	"	8	13,0	40
То же для воздуховодов из кровельного железа, мм				
До 150	K-15T-K	8	2,3	7,5
300	"	8	3,4	10,5
500	"	8	4,9	15,0
750	"	8	6,8	20,3
1000	"	8	8,3	24,8
1250	"	8	9,0	27,8
1500	"	8	9,8	30,0

Приложение 20

Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта грузоподъемного оборудования

Наименование оборудования	Грузоподъемность, т	Сложность одного ремонта, единиц		Количество ремонтов в год		Общая трудоемкость ремонтов в год, ед.	
		текущий	капитальный	текущий	капитальный	текущий	капитальный
I	2	3	4	5	6	7	8
Кран мостовой двухблочный с ручным приводом	2	2,0	10,5	1,2	0,36	2,40	3,78
	5	3,0	17,5	1,2	0,36	3,60	6,30
	10	3,7	21,0	1,2	0,36	4,44	7,56
Кран мостовой одноблочный с ручным приводом	3	1,2	7,0	1,2	0,36	1,44	2,52
	5	2,0	10,5	1,2	0,36	2,40	3,78
	10	3,0	17,5	1,2	0,36	3,60	6,30

Окончание приложения 20

I	2	3	4	5	6	7	8
Кран однобалочный с электро- табью	I	3,0	17,5	1,2	0,36	3,60	6,30
	2	3,7	21,0	"	"	4,44	7,56
	3	4,3	24,5	"	"	5,16	8,82
	5	5,0	28,0	"	"	6,00	10,08
Таль электрическая	I-2	1,2	7,0	"	"	1,44	2,52
	3-5	2,0	10,5	"	"	2,40	3,78
Таль ручная	I-2	0,6	3,5	"	"	0,72	1,26
	3-5	1,2	7,0	"	"	1,44	2,52

Приложение 21

Основные показатели системы планово-предупредительного
ремонта одного двигателя внутреннего сгорания

Мощность ДВС, л.с.	Структура ре- монтного цикла	Продолжи- тельность ре- монтно-го цикла, годы	Трудоемкость од- ного ремонта, чел./час.	Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел./час.		теку- щий	сред- ний	капи- таль- ный	теку- щий	сред- ний	капи- таль- ный	все- го
				теку- щий	сред- ний							
До 40	K-2T-C-K	I	II	33	63	22	33	63	118			
54 - 55	"	I	II	40	77	22	40	77	139			
88	"	I	10	35	67	20	35	67	122			
100	"	I	13	47	90	26	47	90	163			
165	"	I	14	58	134	28	58	134	220			
300-500	"	I	18	77	175	36	77	176	289			
700	"	I	19	86	190	38	86	190	314			

Приложение 22

Основные показатели системы ПНР и нормы
времени на ремонт металлорежущих станков

Вид оборудования	Структура ремонтно- го цикла	Продол- житель- ность ремонт- ного цикла, годы	Нормы времени на один ремонт			Наимено- вание справоч- ника, § норм
			текущий	средний	напа- таль- ный	
Токарно-винторез- ные станки, высо- та центра станка						"РНВ на Слесарные работы на бурильных предприяти- ях", Куй- бышев, 1979 § 130
200 мм	К-9Т-2С-К	4	64,02	78,75	101,62	
300 мм	"	4	81,98	99,36	122,08	
400 мм	"	4	90,99	120,64	133,97	
500 мм	"	4	86,76	124,16	153,60	
Труборезные стан- ки, 10"	"	4	106,92	142,95	158,70	"
Фрезерные станки						
вертикально- консольно-фре- зерный	"	4	66,03	89,29	104,45	§ 131
горизонтально- консольно-фре- зерный	"	4	62,97	82,49	92,76	"
поперечно- строгольные станки	"	4	62,64	77,74	98,81	§ 132
Сверлильные станки						
вертикальные	"	4	36,37	47,86	58,71	§ 133
радиальные	"	4	66,67	78,74	90,06	"
Круглошлифовальные станки	"	4	83,46	144,16	167,52	§ 134
	"	4	82,78	138,38	160,25	§ 135

Приложение 23

Основные показатели системы планово-предупредительного
ремонта и трудоемкость выполняемых работ электродвигателей

Мощность электро- двигате- лей, кВт	Структу- ра ре- монтного цикла	Дли- тель- ность ремон- тного цикла годы	Трудоемкость од- ного ремонта, чел.-час, при час- тоте вращения, об./мин.			Трудоемкость ремонтов в расчете на год при круг- лосуточной работе, чел.- час., при частоте враще- ния, об./мин.		
			текущий			текущий		
			730- 1000	1000- 1500	1500- 3000	730- 1000	1000- 1500	1500- 3000
			1	2	3	4	5	6
I	2	3	4	5	6	7	8	9

I. Электродвигатели, работающие во влажных и
загрязненных участках или на открытом
воздухе. Асинхронные электродвигатели с
короткозамкнутым ротором, напряжением до
660 В, в обычном исполнении

0,8I-I,5	K-8T-K	3	2,4	2,2	2,0	6,4	5,9	5,3
1,6 -3,0	"	3	3,6	3,3	3,0	9,6	8,8	8,0
3,1 -5,5	"	3	3,6	3,3	3,0	9,6	8,8	8,0
5,6 -10,0	"	3	4,8	4,4	4,0	12,8	11,7	10,7
10,1-17,0	"	3	7,2	6,6	6,0	19,2	17,6	16,0
17,1-22,0	"	3	8,4	7,7	7,0	22,4	20,6	18,7
22,1-30,0	"	3	9,6	8,8	8,0	25,6	23,5	21,4
30,1-40,0	"	3	12,0	11,0	10,0	32,0	29,4	26,7
40,1-55,0	"	3	14,4	13,2	12,0	38,4	35,2	32,0
55,1-75,0	"	3	18,0	16,5	15,0	48,1	44,1	40,1
75,1-100,0	"	3	21,6	19,8	18,0	57,7	52,9	48,1
100,0-125,0	K-5T-K	1	26,4	24,2	22,0	132,0	121,0	110,0

Асинхронные электродвигатели с фазным
ротором, крановые, напряжением до 660 В,
в обычном исполнении

0,8I-I,5	K-8T-K	3	3,1	2,9	2,6	8,3	7,7	6,9
1,6 -3,0	"	3	4,7	4,3	3,9	12,5	11,5	10,4
3,1 -5,5	"	3	4,7	4,3	3,9	12,5	11,5	10,4
5,6 -10,0	"	3	6,2	5,7	5,2	16,6	15,2	13,9
10,1-17,0	"	3	9,4	8,6	7,8	25,1	23,0	20,8

Продолжение приложения 23

I	2	3	4	5	6	7	8	9
17, I- 22,0	K-8T-K	3	10,9	10,0	9,1	29,1	26,7	24,3
22, I- 30,0	"	3	12,5	11,4	10,4	34,5	31,5	28,7
30, I- 40,0	"	3	15,6	14,3	13,0	41,7	38,2	34,7
40, I- 55,0	"	3	18,7	17,2	15,6	51,6	45,9	41,7
55, I- 75,0	"	3	23,4	21,5	19,5	61,5	57,4	52,1
75, I-100,0	"	3	28,1	25,7	23,4	75,0	68,6	62,5
101,0-125,0	K-5T-K	I	34,3	31,5	28,6	171,5	157,5	143,0
126 - 160	"	I	42,1	38,6	35,1	210,5	193,0	175,5
161 - 200	"	I	46,8	42,9	39,0	234,0	214,5	195,0
201 - 250	"	I	51,5	47,2	42,9	257,5	236,0	214,5
251 - 320	"	I	56,2	51,5	46,8	281,0	257,5	234,0
321 - 400	"	I	62,4	57,2	52,0	312,0	286,0	260,0

Синхронные машины напряжением до 660 В,
в обычном исполнении

22, I- 30,0	K-8T-K	1,5	-	10,6	-	-	-	56,2
30,2- 40,0	"	1,5	-	13,2	-	-	-	70,0
40, I- 55,0	"	1,5	-	15,8	-	-	-	83,7
55, I- 75,0	"	1,5	-	19,8	-	-	-	104,9
75, I-100,0	"	1,5	-	23,8	-	-	-	126,1
101,0-125,0	"	1,5	-	29,0	-	-	-	153,7
126 - 160	"	1,5	-	35,6	-	-	-	188,7
161 - 200	"	1,5	-	39,6	-	-	-	209,9

Коллекторные машины постоянного тока
напряжением до 660 В, в обычном исполнении

0,8I- 1,5	K-8T-K	3	4,3	4,0	-	-	11,5	10,7
1,6 - 3,0	"	3	6,5	5,9	-	-	17,4	15,8
3, I - 5,5	"	3	6,5	5,9	-	-	17,4	15,8
5,6 - 10,0	"	3	8,6	7,9	-	-	23,0	21,1
10, I - 17,0	"	3	13,0	11,9	-	-	34,7	31,8
17, I - 22,0	"	3	15,1	13,9	-	-	40,3	37,1
22, I - 30,0	"	3	17,3	15,8	-	-	46,2	42,2
30, I - 40,0	"	3	21,6	19,8	-	-	57,7	52,9
40, I - 55,0	"	3	25,9	23,8	-	-	69,2	63,5

Продолжение приложения 23

1	2	3	4	5	6	7	8	9
---	---	---	---	---	---	---	---	---

Асинхронные электродвигатели с фазным ротором напряжением до 6,6 кВ, в обычном исполнении

25I - 320	K-7T-K	2	117,9	-	-	412,7	-	-
32I - 400	"	2	131,0	-	-	458,5	-	-
40I - 500	"	2	144,1	-	-	504,4	-	-
50I - 630	"	2	170,4	-	-	596,4	-	-
63I - 790	"	2	190,8	-	-	667,8	-	-

Синхронные машины напряжением до 6,6 кВ, в обычном исполнении

25I - 320	K-8T-K	1,5	108,9	-	-	577,2	-	-
32I - 400	"	1,5	121,0	-	-	641,3	-	-
40I - 500	"	1,5	133,1	-	-	705,4	-	-
50I - 630	"	1,5	157,2	-	-	833,2	-	-
63I - 790	"	1,5	176,1	-	-	933,3	-	-
79I - 1000	"	1,5	197,2	-	-	1045,2	-	-

Асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором напряжением до 6,6 кВ, в обычном исполнении

25I - 320	K-7T-K	2	75,6	-	-	264,6	-	-
32I - 400	"	2	84,0	-	-	294,0	-	-
40I - 500	"	2	92,4	-	-	323,4	-	-
50I - 630	"	2	109,2	-	-	382,4	-	-
63I - 790	"	2	122,3	-	-	428,1	-	-

II. Электродвигатели, работающие в сухих помещениях. Асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором напряжением до 660 В, в обычном исполнении

0,8I - 1,5	K-11T-K	8	2,4	2,2	2,0	3,4	3,1	2,8
1,6 - 3,0	"	8	3,6	3,3	3,0	5,0	4,6	4,2
3,1 - 5,5	"	8	3,6	3,3	3,0	5,0	4,6	4,2
5,6 - 10,0	"	8	4,8	4,4	4,0	6,7	6,2	5,6

Продолжение приложения 23

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10, I - 17,0	К-III-К	8	7,2	6,6	6,0	10,7	9,2	8,4
17, I - 22,0	"	8	8,4	7,7	7,0	11,8	10,8	9,8
22, I - 30,0	"	8	9,6	8,8	8,0	13,4	12,3	11,2
30, I - 40,0	"	8	12,0	11,0	10,0	16,8	15,4	14,0
40, I - 55,0	"	8	14,4	13,2	12,0	20,2	18,5	16,8
55, I - 75,0	"	8	18,0	16,5	15,0	25,2	23,1	21,0
75, I - 100,0	"	8	21,6	19,3	18,0	30,2	27,7	25,2
101,0-125,0	"	8	26,4	24,2	22,0	36,4	33,4	30,4

Асинхронные электродвигатели с фазным ротором,
крановые напряжением до 660 В, в обычном
исполнении

0,8 I - 1,5	К-III-К	8	3,1	2,9	2,6	4,3	4,0	3,6
1,6 - 3,0	"	8	4,7	4,2	3,9	6,5	5,9	5,4
3, I - 5,5	"	8	4,7	4,3	3,9	6,5	5,9	5,4
5,6 - 10,0	"	8	6,2	5,7	5,2	8,6	7,9	7,2
10, I - 17,0	"	8	9,4	8,6	7,8	13,0	11,9	10,8
17, I - 22,0	"	8	10,9	10,0	9,1	15,0	13,8	12,6
22, I - 30,0	"	8	12,5	11,4	10,4	17,2	15,7	14,4
30, I - 40,0	"	8	15,6	14,3	13,0	21,5	19,7	17,9
40, I - 55,0	"	8	18,7	17,2	15,6	25,8	23,7	21,5
55, I - 75,0	"	8	23,4	21,5	19,5	32,3	29,7	26,9
75, I - 100,0	"	8	28,1	25,7	23,4	38,8	35,5	32,3
101,0-125,0	"	8	34,3	31,5	28,6	47,3	43,5	39,5
126 - 160	"	8	42,1	38,6	35,1	58,1	53,3	48,4
161 - 200	"	8	46,8	42,9	39,0	64,4	59,2	53,8
201 - 250	"	8	51,5	47,2	42,9	71,1	65,1	59,2
251 - 320	"	8	56,2	51,5	46,8	77,6	71,1	64,6
321 - 400	"	8	62,4	57,2	52,0	86,1	78,9	71,8

Синхронные машины напряжением до 660 В, в
обычном исполнении

22, I - 30,0	К-III-К	8	-	10,6	-	-	14,6	-
30, I - 40,0	"	8	-	13,2	-	-	18,2	-
40, I - 55,0	"	8	-	15,8	-	-	21,8	-
55, I - 75,0	"	8	-	19,8	-	-	27,3	-

Окончание приложения 23

I	2	3	4	5	6	7	8	9
75, I - 100,0	K-IIIТ-K	8	-	23,8	-	-	32,8	-
101,0 - 125,0	"	8	-	29,0	-	-	40,0	-
126 - 160	"	8	-	35,6	-	-	49,1	-
161 - 200	"	8	-	39,6	-	-	54,6	-

Коллекторные машины постоянного тока
напряжением до 660 В, в обычном
исполнении

0,8I- 1,5	K-IIIТ-K	8	4,3	4,0	-	5,9	5,5	-
1,6 - 3,0	"	8	6,5	5,9	-	9,0	8,1	-
3,1 - 5,5	"	8	6,5	5,9	-	9,0	8,1	-
5,6 - 10,0	"	8	8,6	7,9	-	11,9	10,9	-
10,1 - 17,0	"	8	13,0	11,9	-	17,9	16,4	-
17,1 - 22,0	"	8	15,1	13,9	-	20,8	19,2	-
22,1 - 30,0	"	8	17,3	15,8	-	23,9	21,8	-
30,1 - 40,0	"	8	21,6	19,8	-	29,8	27,3	-
40,1 - 55,0	"	8	25,9	23,8	-	35,7	32,8	-

Приложение 24

Основные показатели системы планово-предупредительного
ремонта и трудоемкость выполняемых работ силовых трансформаторов

Мощность трансформатора, кВА	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла Годы	Трудоемкость родного текущего ремонта, чел.-час.	Трудоемкость текущего ремонта в расчете на год, чел.-час
I	2	3	4	5

Силовые, трехфазные, двухобмоточные, масляные
трансформаторы напряжением до 10 кВ

До 63	K-9Т-K	5	25	45,00
100	"	5	30	54,00
180	"	5	34	61,20
250	"	5	40	72,00
400	"	5	45	81,00
630	"	5	50	90,00

Окончание приложения 24

I	2	3	4	5
1000	К-9Т-К	5	60	108,00
1600	К-11Т-К	6	80	146,40
3500	"	6	90	164,70
4000	"	6	110	201,30
6300	"	6	130	237,90

Силовые, трехфазные, двухобмоточные, масляные трансформаторы напряжением до 35 кВ

До 63	К-9Т-К	5	33	59,40
100	"	5	39	70,20
180	"	5	44	79,20
250	"	5	52	93,60
400	"	5	59	106,20
630	"	5	65	117,00
1000	"	5	78	140,40
1600	К-11Т-К	6	104	190,32
3500	"	6	117	214,11
4000	"	6	143	261,69
6300	"	6	169	309,27

Силовые, трехфазные, двухобмоточные, сухие трансформаторы напряжением до 10 кВ для внутренней установки

До 63	К-9Т-К	5	18	32,40
100	"	5	21	37,80
180	"	5	24	43,20
250	"	5	28	50,40
400	"	5	32	57,60
630	"	5	35	63,00
1000	"	5	42	75,60
1600	"	5	56	100,80

Приложение 25

Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ аппаратов напряжением выше 1000 В и силовых преобразователей

Наименование оборудования	Структура ре-монтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость текущего ре-монта едини-цы оборудова-ния, чел./час	Трудоемкость текущего ре-монта в рас-чете на год, чел./час.
Масляные выключатели внутренней установки на номинальный ток до 600 А	К-ЗТ-К	2	8	12,00
Масляные выключатели наружной установки до 35 кВ на номиналь-ный ток до 600 А	К-ЗТ-К	2	10	15,00
Приводы ручные для масляных выключате-лей и разъединителей	К-ЗТ-К	2	2	3,00
Разъединители внут-ренней установки трехполюсные с номи-нальным током до 600 А	К-2Т-К	3	4	2,68
Разъединители наруж-ной установки до 35 кВ на номинальный ток до 600 А	К-2Т-К	3	6	4,02
Разрядники трубчатые и вентильные до 35 кВ	К-2Т-К	3	2	1,34
Предохранители на напряжение до 35 кВ	К-5Т-К	6	2	1,66
Седеновые и купросо-ные выпрямители для зарядки аккумулято-ров	К-5Т-К	3	2	1,66

Приложение 26

Основные показатели системы плано-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ электрических аппаратов напряжением до 1000 В

Наименование оборудования	Структура ре-монтного цикла	Длитель-ность ре-монтного цикла, годы	Трудоемкость одного теку-щего ремонта, чел./час.	Трудоемкость текущего ре-монта в рас-чете на год, чел./час.
I	2	3	4	5
Рубильники с централь-ной рукояткой, трех-фазные, на номинальный ток до 600 А	К-5Т-К	4,0	1,0	1,25
Переключатели с цент-ральной рукояткой, трехфазные, на номи-нальный ток от 400 до 600 А	К-5Т-К	4,0	1,6	2,00
Рубильники с боковой рукояткой, трехфазные, на номинальный ток до 600 А	К-5Т-К	4,0	1,1	1,25
Переключатели с боко-вой рукояткой, трех-фазные, на номинальный ток от 400 до 600 А	К-5Т-К	4,0	1,9	2,38
Выключатели автомати-ческие, установочные, трехфазные, на номи-нальный ток, А				
До 200	К-4Т-К	3,4	2,0	2,36
200 - 400	"	3,4	3,0	3,54
400 - 600	"	3,4	4,0	4,72
Выключатели автомати-ческие, воздушные, уни-версальные, с ручным и электромагнитным приво-дом на номинальный ток, А				
До 400	К4Т-К	3,4	3,0	3,54
400— 600	"	3,4	3,6	4,25
Пускатели магнитные не-реверсивные для элект-родвигателей мощностью, кВт				
До 17	К-9Т-К	3,4	2,0	5,30
30	"	3,4	2,4	6,36

Продолжение приложения 26

I	2	3	4	5
до 55	K-9T-K	3,4	3,0	7,95
75	"	3,4	4,0	10,60
Пускатели магнитные, реверсивные для электродвигателей мощностью, кВт				
до 17	K-9T-K	3,4	3,6	9,54
30	"	3,4	4,3	11,40
55	"	3,4	5,4	14,31
75	"	3,4	7,2	19,08
Тахогенераторы	K-4T-K	5,0	5,0	4,00
Дистиллятор	K-5T-K	1,0	0,8	4,00
Измерительные приборы	K-7T-K	2,0	0,9	3,15
Выпрямители	K-11T-K	3,0	1,7	6,24
Предохранители	K-7T-K	2,0	0,6	2,10
Контакты переменного тока на номинальный ток, А				
до 150	K-13T-K	4,7	4,0	11,08
300	"	4,7	5,0	13,85
600	"	4,7	6,0	16,62
Контакты постоянного тока на номинальный ток, А				
до 150	K-13T-K	4,7	3,0	8,31
350	"	4,7	4,0	11,08
600	"	4,7	5,0	13,85
Пакетные выключатели на номинальный ток, до 100 А				
	K-4T-K	3,4	1,5	1,77
Пакетные переключатели на номинальный ток, А				
до 63	K-4T-K	3,4	1,5	4,16
100	"	3,4	2,0	5,54
Командоаппараты кулачковые, регулируемые с числом рабочих цепей				
до 6	K-11T-K	4,0	3,0	8,25
8	"	4,0	5,0	13,75
Командоаппараты кулачковые, нерегулируемые с числом рабочих цепей				
до 6	K-11T-K	4,0	2,0	5,50
10	"	4,0	3,0	8,25

Продолжение приложения 26

I	2	3	4	5
Контроллеры выключовые постоянного и переменного тока с сопротивлением для электродвигателей мощностью до 25 кВт	К-ИТ-К	4,0	5,0	13,75
Командоконтроллеры с количеством цепей				
6	К-ИТ-К	4,0	3,0	8,25
12	"	4,0	4,0	11,00
Кнопки управления с числом кнопок (на 10 шт.)				
2	2Т	1,0	2,0	4,00
3	"	1,0	3,0	6,00
Ящики сопротивления, защищенные, с числом элементов 6-45 и предельным током до 200 А, объемной мощностью 200 Вт	К-15Т-К	5,4	1,4	3,89
Резисторы пусковые масляные для двигателей мощностью 500-700 кВт	К-15Т-К	5,4	18,0	50,04
Резисторы возбуждения, для генераторов низкого напряжения и зарядных генераторов, объемной мощностью, кВт				
300	К-15Т-К	5,4	4,0	11,12
550	"	5,4	5,0	13,90
840	"	5,4	6,0	16,68
Реле управления и защиты общепромышленного назначения				
промежуточное реле	К-8Т-К	6,0	1,0	1,33
реле электромагнитные, реле напряжения и максимального тока	"	6,0	1,3	1,73
реле контроля скорости	"	6,0	1,5	2,00
Реле сигнальное	К-8Т-К	6,0	1,5	2,00
Реле торможения	"	6,0	2,0	2,66
Муфты функциональные электромагнитные с передаваемым моментом, кгс/м				
100	К-ИТ-К	4,0	2,0	5,50
160	"	4,0	3,0	8,25

I	2	3	4	5
Муфты электромагнитные для дистанционного управления с моментом сцепления, кгс/м				
I,6 - 6,3	K-III-T-K	4,0	2,0	5,50
10,0 - 25,0	"	4,0	2,1	5,78
40,0 - 160,0	"	4,0	2,7	7,42
Электромагниты тормозные переменного тока с тяговым усилием, кгс				
35	K-III-T-K	4,0	4,0	11,0
70	"	4,0	6,0	16,50
115	"	4,0	8,0	22,00
145	"	4,0	11,0	30,25
Пункты распределительные силовые с числом установочных трехфазных автоматических выключателей, шт.				
4	K-9T-K	6,7	8,0	10,72
6	"	6,7	10,0	13,40
8	"	6,7	14,0	18,76
10	"	6,7	16,0	21,44
12	"	6,7	20,0	26,80
Щитки осветительные распределительные с числом автоматических выключателей, шт.				
4	K-9T-K	6,7	5,0	6,70
8	"	6,7	6,0	8,04
Электроосветительная арматура (на 10 светильников)				
с одной лампой накаливания	2T	1,0	2,5	5,00
с люминесцентными лампами	"	1,0	3,0	6,30
во взрывозащищенном исполнении	K-T-K	1,0	3,0	3,00
Трансформаторы напряжения для внутренней установки				
	K-7T-K	4,7	8,0	11,92
Трансформаторы тока катушечные до 1500 А для внутренней установки				
	K-7T-K	4,7	4,0	5,96
Трансформаторы для местного освещения, напряжения В				
до 250	K-7T-K	4,7	1,5	2,24
630	"	4,7	1,7	2,53
1000	"	4,7	2,5	3,73

Приложение 27

Основные показатели системы планово-предупредительного
ремонта и трудоемкость выполняемых работ трансформатор-
ных подстанций и распределительных устройств 6-10 кВ

Техническая характеристика	Структура ре-монтного цикла	Длитель-ность ре-монтного цикла, годы	Трудоемкость одного теку-щего ремонта, чел./час.	Трудоемкость текущего ре-монта в рас-чете на год, чел./час.
I. Распределительные устройства, типа КСО-2 УМ				
Ячейка ввода	К-5Т-К	3	5,5	9,18
Ячейка трансформатора напряжения-разрядника	К-5Т-К	3	3,8	6,35
Фидерная ячейка	К-5Т-К	3	5,5	9,18
Ячейка статических конденсаторов	К-5Т-К	3	4,2	7,01
Ячейка трансформатора собственных нужд	К-5Т-К	3	3,8	6,35
2. Распределительное устройство типа КТПН-58 для трансформаторов мощностью 160-630 кВа с подклю-чением к воздушным или кабельным сетям				
На РУ	К-5Т-К	6	10,5	8,71
3. Передвижные чехословацкие подстанции 35/6 кВ на 4 отходящие линии				
На подстанцию	К-5Т-К	6	35,3	29,30
4. Подстанция комплектная типа ПШМП				
На подстанцию	К-5Т-К	6	11,4	9,46
5. Комплект ячеек КРМБ-6 М				
На комплект	К-5Т-К	3	27,3	45,59
6. Комплект ячеек ПБ-6-2				
На комплект	К-5Т-К	3	9,2	15,36
7. Комплект ячеек ПБ-6-4				
На комплект	К-5Т-К	3	10,9	18,20
8. Подстанции комплектные типа ПШМБ				
Промышленные трансфор-маторные подстанции	К-5Т-К	6	12,6	10,46

Приложение 28

Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ электрических сетей и линии связи

Электрические сети	Структура ремонтного цикла	Дли-тель-ность ре-монт-ного цикла, годы	Трудоемкость		Трудоемкость ре-монтов в расче-те на год, чел./час.		
			теку-щий	капи-таль-ный	теку-щий	капи-таль-ный	все-го
I	2	3	4	5	6	7	8
Воздушные линии напряжением 6-35 кВ на металличе-ских и железобетонных опорах, на 1000 м одноли-нейного провода, сечени-ем мм ²							
50 - 70	К-4Т-К	15	16	52	4,32	3,47	7,79
95 и более	"	15	20	65	5,40	4,33	9,73
Воздушные линии напряже-нием до 1000 В на дере-вянных опорах, на 1000 м однолинейного провода, сечением мм ²							
до 35	К-3Т-К	10	9	30	2,70	3,00	5,70
50	"	10	12	40	3,60	4,00	7,60
70	"	10	15	50	4,50	5,00	9,50
95 и более	"	10	18	60	5,40	6,00	11,40
Воздушные линии напряже-нием до 1000 В на метал-лических и железобетон-ных опорах, на 1000 м однолинейного провода, сечением мм ²							
до 35	К-4Т-К	15	6	20	1,62	1,33	2,95
50	"	15	9	30	2,43	2,00	4,43
70	"	15	12	40	3,24	2,67	5,91
95 и более	"	15	15	50	4,05	3,33	7,38
Кабельные линии до 10 кВ, проложенные в земле, на 1000 м, сечением мм ²							
95-120	К-19Т-К	20	27	90	25,65	4,50	30,15

Продолжение приложения 28

I	2	3	4	5	6	7	8
Кабельные линии до 10 кВ, проложенные по кирпичным и бетонным основаниям, на 1000 м, сечением мм ²							
16 - 25	К-19Т-К	20	18	60	17,10	4,00	21,10
50 - 70	"	20	30	95	28,50	6,33	34,83
95 -120	"	20	35	110	33,25	5,50	38,75
Кабельные линии связи, на 100 м при количестве пар							
1 и 2	К-19Т-К	20	5	15	4,75	0,75	5,50
5 и 10	"	20	10	40	9,50	2,00	11,50
20, 30 и 50	"	20	11	44	10,45	2,20	12,65
100 и 150	"	20	15	60	14,25	3,00	17,25
200 и 300	"	20	20	80	19,00	4,00	23,00
Внутрищитовые силовые сети, проложенные в трубах, на 100 м провода, с затягиванием четырех проводов, сечением мм ²							
1,5 - 6	К-13Т-К	14	2	6	1,86	0,43	2,29
10 - 16	"	14	2,5	8	2,33	0,57	2,90
Внутрищитовые силовые сети, проложенные изолированным проводом по кирпичным и бетонным основаниям, на 100 м провода сечением мм ²							
1,5 - 6	К-13Т-К	14	6	18	5,58	1,29	6,87
10 - 16	"	14	8	24	7,44	1,71	9,15
25 - 35	"	14	10	30	9,30	2,14	11,44
50 - 70	"	14	12	36	11,16	2,57	13,73
свыше 70	"	14	15	45	13,95	3,21	17,16
Осветительные сети из кабеля, провода, шнура по кирпичным и бетонным основаниям, на 100 м провода, сечением мм ²							
2 x 1,5 - 4	К-13Т-К	14	6	20	5,58	1,43	7,01
3 x 1,5 - 4	"	14	8	25	7,44	1,79	9,23
То же, при скрытой проводке, сечением мм ²							
2 x 1,5 - 4	К-9Т-К	15	4	30	2,40	2,00	4,40
3 x 1,5 - 4	"	15	6	36	3,60	2,40	6,00

Продолжение приложения 28

I	2	3	4	5	6	7	8
Контрольный кабель сечением 1,5 мм ² , проложенный в земле, на 1000 м кабеля, с числом жил							
4 - 7	K-19Т-К	20	12	40	11,40	2,00	13,40
10 - 19	"	20	15	50	14,25	2,50	16,75
Распределительные сети заземления на 1000 м							
	K	15	-	80	-	5,33	5,33
Заземляющие устройства подстанций на I контур							
	K	15	-	50	-	3,33	3,33
Контрольный кабель сечением 2,5 мм ² , проложенный в земле, на 1000 м кабеля, с числом жил							
4 - 7	K-19Т-К	20	14	48	13,30	2,40	15,70
10 - 19	"	20	18	60	17,10	3,00	20,10
27 - 37	"	20	22	72	20,90	3,60	24,50
Контрольный кабель сечением 4 мм ² , проложенный в земле, на 1000 м кабеля, с числом жил							
4 - 7	K-19Т-К	20	17	56	16,15	2,80	18,95
10 - 19	"	20	21	70	19,95	3,50	23,45
27 - 37	"	20	25	84	23,75	4,20	27,95
То же, проложенный в непроходном канале и трубах, с числом жил							
4 - 7	K-19Т-К	20	25	84	23,75	4,20	27,95
10 - 19	"	20	31	105	29,15	5,25	34,70
27 - 37	"	20	38	126	36,10	6,30	42,40
Внутрицеховые силовые сети, проложенные изолированным проводом по кирпичным и бетонным основаниям, на высоте более 2,5 м, на 100 м провода, сечением мм ²							
1,5 - 6	K-13Т-К	14	7	20	6,51	1,43	7,94
10 - 16	"	14	9	26	8,37	1,86	10,23
25 - 35	"	14	11	33	10,23	2,36	12,59
50 - 70	"	14	13	40	12,09	2,86	14,95
свыше 70	"	14	17	50	13,02	3,57	16,59

Приложение 29

Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ электросварочного оборудования

Наименование оборудования	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта, чел./час.	Трудоемкость ремонтов из расчета на год, чел./час.		всего	
				текущий	капитальный		
I	2	3	4	5	6	7	8
Сварочные генераторы постоянного тока для передвижных сварочных агрегатов на номинальный сварочный ток, А							
120	К-ЗТ-К	1,3	17	50	39,27	38,46	77,7
300	"	1,3	24	60	55,44	46,15	101,5
500	"	1,3	28	80	64,68	61,54	126,2
Сварочные трансформаторы на номинальный сварочный ток, А							
160	К-ЗТ-К	1,3	10	30	23,10	23,08	46,1
300	"	1,3	14	40	32,34	30,77	63,1
500	"	1,3	20	60	46,20	46,15	92,3
Автоматы и полуавтоматы для дуговой сварки и наплавки под флюсом в защитных газах с источником питания от однофазных сварочных преобразователей на номинальный сварочный ток, А							
500	К-ЗТ-К	1,3	45	140	103,95	107,69	211,0
1000	"	1,3	75	220	173,25	169,23	342,4
Однофазные сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток, А							
120	К-ЗТ-К	1,3	24	70	55,44	53,85	109,29
300	"	1,3	28	80	64,68	61,54	126,22
500	"	1,3	40	120	92,40	92,30	184,70
1000	"	1,3	60	180	138,60	138,46	277,06

Окончание приложения 29

I	2	3	4	5	6	7	8
Однопостовые сварочные выпрямители на номинальный сварочный ток, А							
125	К-3Т-К	I,3	24	70	55,44	53,85	109,29
300	"	I,3	35	100	80,85	76,92	157,77
500	"	I,3	60	180	138,60	138,46	277,06

Приложение 30

Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоёмкость выполняемых работ передвижных электросварочных агрегатов

Наименование оборудования	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоёмкость одного ремонта, чел./час.	Трудоёмкость ремонтов в расчете на год, чел./час.			
				текущий	капитальный	текущий	капитальный
Электросварочные агрегаты с двигателем ГАЗ	К-3Т-К	I	55	190	165,00	190,00	355,00
То же, с двигателем ЗИЛ	"	I	75	250	225,00	250,00	475,00
То же, с двигателем ЯАЗ	"	I	80	275	240,00	275,00	515,00
Электросварочные агрегаты постоянного тока ПС-100	"	I	50	190	150,00	190,00	340,00
То же, ПС-300	"	I	55	210	165,00	210,00	375,00

Приложение 31

Основные показатели системы планово-предупредительного
ремонта и трудоемкость выполняемых работ электрической
части кранов, электрокранбалов и подъемников

Грузоподъ- емность	Струк- тура ремонт- ного цикла	Длитель- ность ремонт- ного цикла, годы	Трудоемкость одного ремонта чел./час.		Трудоемкость ремонтов в расчете на год, чел./час.		Всего
			теку- щий	капита- льный	теку- щий	капиталь- ный	
I	2	3	4	5	6	7	8
I. Работающие на переменном токе в защищенных помещениях							
краны мостовые электрические, крановые							
5	K-2T-K	3	80,6	174,7	54,00	58,23	112,23
10	"	3	105,8	229,3	70,89	76,43	147,32
15	"	3	115,9	251,2	77,65	83,73	161,38
20 - 30	"	3	161,3	349,4	108,7	116,47	224,54
краны электрические консольно-поворотные							
0,5	K-2T-K	3	20,2	43,7	13,53	14,57	28,10
1,5	"	3	22,7	49,1	15,21	16,37	31,58
2	"	3	37,8	81,9	25,33	27,30	52,63
3	"	3	50,4	109,2	33,7	36,40	70,17
5	"	3	58,0	125,6	38,86	41,87	80,73
тали электрические							
0,25 - 0,5	K-2T-K	3	10,1	21,8	6,77	7,27	14,04
1	"	3	15,1	32,8	10,12	10,93	21,05
2	"	3	17,6	38,2	11,79	12,73	24,52
3 - 5	"	3	20,2	43,7	13,53	14,57	28,10
электрокранбалки							
1	K-2T-K	3	45,4	98,3	30,43	32,77	63,19
2	"	3	47,9	103,7	32,09	34,57	66,66
3	"	3	50,4	109,2	33,77	36,40	70,17
5	"	3	52,9	114,7	35,44	38,23	73,67
2. Работающие на переменном токе на открытых площадках							
краны мостовые электрические, крановые							
5	K-5T-K	3	80,6	174,7	134,60	58,23	192,83
10	"	3	105,8	229,3	176,68	76,43	253,11
15	"	3	115,9	251,2	193,55	83,73	277,28
20 - 30	"	3	161,3	349,4	269,37	116,47	385,84

Сокращение приложения 3I

I	2	3	4	5	6	7	8
краны электрические консольно-поворотные							
0,5	K-5T-K	3	20,2	43,7	33,73	14,57	48,30
1,5	"	3	22,7	49,1	37,91	16,37	54,28
2,0	"	3	37,8	81,9	63,13	27,30	90,43
3,0	"	3	50,4	109,2	84,17	36,40	120,57
5,0	"	3	58,0	125,6	96,86	41,87	138,73
тали электрические							
0,25-0,5	K-5T-K	3	10,1	21,8	16,87	7,27	24,14
1	"	3	15,1	32,8	25,22	10,93	36,15
2	"	3	17,6	38,2	29,39	12,73	42,12
3 - 5	"	3	20,2	43,7	33,73	14,57	48,30
электронранбалки							
1	K-5T-K	3	45,4	98,3	75,82	32,77	108,59
2	"	3	47,9	103,7	80,00	34,57	114,57
3	"	3	50,4	109,2	84,17	36,40	120,57
5	"	3	52,9	114,7	88,34	38,23	126,57
3. Работающие на постоянном токе в защищенных помещениях							
5	K-2T-K	3	115,9	251,2	77,65	83,73	161,38
10	"	3	136,1	294,8	91,19	98,27	189,46
15	"	3	146,2	316,7	97,95	105,57	203,52
20	"	3	196,6	425,9	131,72	141,97	273,69
30	"	3	186,5	404,0	124,96	134,67	259,63
4. Работающие на постоянном токе на открытых площадках							
5	K-5T-K	3	115,9	251,2	193,55	83,73	277,28
10	"	3	136,1	294,8	227,29	98,27	325,56
15	"	3	146,2	316,7	244,15	105,57	349,72
20	"	3	196,6	425,9	329,32	141,27	470,29
30	"	3	186,5	404,0	311,46	134,67	446,13

Приложение 32

Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ аккумуляторных батарей, статических конденсаторов, электрических печей сопротивления

Наименование оборудования и техническая характеристика	Структура ремонтного цикла	Длительность ремонтного цикла, годы	Трудоемкость		Трудоемкость всех ремонтов в расчете на год, чел./час.		
			ремонта единицы оборудования, чел./час.	текущий	капитальный	текущий	капитальный
I	2	3	4	5	6	7	8
Аккумуляторные батареи							
до 72 А-час	К-2Т-К	3	20	60	13,40	20,00	33,40
144 А-час	"	3	24	65	16,08	21,67	37,75
288 А-час	"	3	30	70	20,10	23,33	43,43
432 А-час	"	3	30	75	20,10	25,00	45,10
576 А-час	"	3	35	77	23,54	25,67	49,12
720 А-час	"	3	40	80	26,80	26,67	53,47
1152 А-час	"	3	50	120	33,50	40,00	73,50
1440 А-час	"	3	60	125	40,20	41,67	81,87
1728 А-час	"	3	60	135	40,20	45,00	85,20
2304 А-час	"	3	75	185	50,25	61,67	111,92
Установка (батарей) статических конденсаторов							
до 80 кВ	К-3Т-К	3	10	30	10,00	10,00	20,00
100 кВ	"	3	14	40	14,00	13,33	27,33
250 кВ	"	3	20	60	20,00	20,00	40,00
330 кВ	"	3	24	70	24,00	23,33	47,33
400 кВ	"	3	28	80	28,00	26,67	54,67
500 кВ	"	3	35	100	35,00	33,33	68,33
750 кВ	"	3	40	120	40,00	40,00	80,00
1000 кВ и более	"	3	50	140	50,00	46,67	96,67
Электропечи сопротивления							
до 15 кВт	К-5Т-К	2	7	20	17,50	10,00	27,50
30 кВт	"	2	10	30	25,00	15,00	40,00
45 кВт	"	2	14	40	35,00	20,00	55,00
60 кВт	"	2	17	50	42,50	25,00	67,50
75 кВт	"	2	20	60	50,00	30,00	80,00

Окончание приложения 32

I	2	3	4	5	6	7	8
90 кВт	К-5Т-К	2	24	70	60,00	35,00	95,00
100 кВт	"	2	28	80	70,00	40,00	110,00
110 кВт и более	"	2	32	90	80,00	45,00	125,00

Приложение 33

Нормы времени на выполнение канатных
работ при ремонте газлифтных скважин

Виды выполняемых работ	Нормы времени на выполнение одной работы, чел./час.
I. Опрессовка лифта со сменой одного клапана	12,5
2. Опрессовка лифта с отбивкой забоя (или посадкой пакера) и сменой одного клапана	16,2
3. Открытие-закрытие циркуляционного клапана	8,8
4. Шаблонировка лифта на действующих скважинах	7,4
5. Шаблонировка эксплуатационной колонны	
6. Ловильные работы	10,65
7. Отбивка забоя	6,3
8. Посадка пакера	16,1
9. Посадка пакера с отбивкой забоя	17,7
10. Смена газлифтных клапанов	
одного	10,9
двух	15,2
трех	20,4
II. Смена газлифтных клапанов с шаблонировкой	
одного	12,2
двух	16,5
трех	21,7

Приложение 34

Разделка металлолома

Наименование работ	Ед. изм.	Объем работ	Норма времени на ед. чел./час.	Трудоемкость погрузочно-разгрузочных работ на весь объем, чел./час.
Разделка металлолома огневой резкой	т	100	1,0	100,0

Использован сборник "Нормы выработки и сдельные расценки на переработку, погрузку и выгрузку вторичных черных металлов для предприятий и управлений "Вторчермет". М., 1977

Приложение 35

Погрузка и разгрузка оборудования, материалов

Вес I места оборудования, материалов, т	Объем работ, т	Нормы времени на погрузку (разгрузку) I т оборудования, материалов, чел./час.			Трудоемкость погрузки (разгрузки) 1000 т оборудования, материалов, чел./час.		
		автомобильными машинами	тракторными машинами	вручную погрузку	автомобильными машинами	тракторными машинами	вручную погрузку
До I	1000	-	-	0,30/0,24	-	-	300/240
I	"	0,15	0,22	-	150	220	-
3	"	0,10	0,10	-	100	100	-
5	"	0,08	0,07	-	80	70	-
10	"	0,04	0,05	-	40	50	-
15	"	-	0,04	-	-	40	-
20	"	-	0,03	-	-	30	-
25	"	-	0,03	-	-	30	-

Использован сборник "ЕНВ на транспортно-тяжелые работы в нефтяной промышленности", ЦНИС нефть. М., 1982

Приложение 36

Расчет трудоемкости сопровождения грузов в пути

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

Методика определения среднесписочной нормативной численности рабочих

Для определения среднесписочной годовой нормативной численности рабочих следует пользоваться коэффициентами перехода от явочной к списочной численности. Для этой цели норматив явочной численности первоначально умножается на соответствующий объем работ, на число смен обслуживания, а затем на коэффициент, определяющий переход к списочной численности. В каждой форме для расчета нормативной списочной численности приводится ссылка на коэффициент. Переходные коэффициенты рассчитываются на месте по данным предприятий. Для условий прерывного и непрерывного производства применяются различные коэффициенты.

В формах расчета нормативной численности принято, если оборудование работает в одну смену или две смены, это непрерывное производство и к нормативам следует применять коэффициент перехода к списочной численности для прерывного производства. Если оборудование работает в три смены, это непрерывное производство, и соответственно применяется коэффициент для условий непрерывного производства.

Формулы переходных коэффициентов

1. К нормативам численности в условиях непрерывного производства (работы производятся в выходные и праздничные дни), рассчитаны по годовым затратам труда

$$K = \frac{I}{T - A} \quad (I)$$

где T - время обслуживания оборудования (производства работ) в год, равное 365 дням;

A - количество дней невыходов на работу, приходящихся в среднем на одного рабочего:

$$A = O + P + Б + Г + МП + В ,$$

где O - число дней отпуска очередного и дополнительного (за учебу, за вредные условия, стаж работы и др.), предусмотренные законом, кроме отпусков, представляемых без сохранения заработной платы. Определяется на основании приказа по предприятию;

P - число дней отпуска в связи с беременностью и родами. Определяется на основании листов нетрудоспособности;

Б - число дней болезни. Определяется аналогично P;

Г - число дней выполнения государственных и общественных обязанностей (посещение военкомата, участие на совещаниях, соревнованиях, нахождение на сельскохозяйственных работах и др.). Определяется по отчетным данным за истекший год;

МП - 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 непроработанных часов в день на число дней с сокращенным рабочим днем (по отчетным данным за истекший год) и делением полученной величины на 8,2

Пример: рабочий день сокращен на 1 час, а всего сокращенных чел/дней - 410. Число чел/дней, которое должно быть принято в расчет, составит $(1 \times 410) : 8,2 = 50,0$ чел/дней; при среднесписочной численности рабочих на предприятии (цехе 100 чел в расчете на одного рабочего) эта величина составит $50 : 100 = 0,5$ дня

В - число выходных дней (субботы и воскресенья), равное 104.

На непрерывно действующих производствах, рабочие не освобождаются от работы в праздничные дни. Работа в эти дни оплачивается в соответствии с трудовым законодательством, поэтому праздничные дни не входят в значение "A". Если на предприятии количество дней невыходов (значения для "A") определяется с учетом субботных дней, значение "A" корректируется коэффициентом 0,83. Итоговая сумма невыходов делится на всю среднесписочную численность рабочих на предприятии (цеха), а не на число рабочих, которые имели невыходы.

Пример расчета коэффициента для нормативов численности в условиях непрерывного производства, рассчитанных по годовым затратам труда

$$T = 365, \quad A = O + P + B + \Gamma + MЛ + B = 130,2; \quad O = 17,5; \quad P = 0,2; \\ B = 8,3; \quad \Gamma = 0,1; \quad MЛ = 0,1; \quad B = 104.$$

$$K = \frac{365}{365 - 130,2} = 1,55$$

2. К нормам обслуживания оборудования в условиях непрерывного производства (оборудование обслуживается в выходные и праздничные дни)

$$K = \frac{T_{см} \times T}{T_p(T-A)}, \quad (II)$$

где $T_{см}$ - время обслуживания оборудования в смену, час.

T - время обслуживания оборудования в год, равное 365 дням

T_p - установленная продолжительность рабочего дня одного рабочего при пятидневной рабочей неделе (8,2 час при 41 час в неделю и 7,2 час при 36 час в неделю)

A - количество дней невыходов на работу, приходящихся в среднем на одного рабочего. Значения те же, что и в формуле I

Примеры расчета коэффициента для норм обслуживания оборудования по 6 и 8-часовому графику в условиях непрерывного производства

$$T_{см} = 6 \text{ и } 8; \quad T = 365; \quad A = 130,2$$

$$K = \frac{6 \times 365}{7,2(365-130,2)} = 1,29 \quad K_2 = \frac{8 \times 365}{8,2(365-130,2)} = 1,52$$

3. К нормативам численности и к нормам обслуживания в условиях прерывного производства (работа не производится в выходные и праздничные дни)

$$K = \frac{T_I}{T_I - A_I}, \quad (III)$$

где T_I - время обслуживания оборудования (производства работ) в год, равное 254 дням (365-104 выходных и 7 праздничных)

A_I - количество дней невыходов на работу одного рабочего

$A_I = O + P + B + \Gamma + MЛ$, где значения те же, что и в формуле I.

Пример расчета коэффициента для условий прерывного производства $T_I = 254$; $A_I = O + P + B + \Gamma + MЛ = 26,2$

$$K = \frac{254}{254 - 26,2} = 1,12$$

СО Д Е Р Ж А Н И Е

О Б Щ А Я Ч А С Т Ь	3
Р а з д е л I. НОРМАТИВЫ ЧИСЛЕННОСТИ РАБОЧИХ И НОРМЫ ОБСЛУЖИВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ	7
1. Обслуживание фонтанных скважин	7
2. Обслуживание глубиннонасосных скважин	7
3. Обслуживание скважин, оборудованных электропогружными насосами	8
4. Обслуживание газлифтных скважин	8
5. Специфические и сезонные работы при обслуживании скважин	9
6. Обслуживание установок для депарафинизации скважин. Спуск и подъем скребка	10
7. Обслуживание групповых установок для сбора и замера жидкости типа "Спутник" и дозирующего насоса	11
8. Обслуживание групповых установок для сбора и замера жидкости типа "Сателлит" фирмы "Камко"	11
9. Переходы (переезды) к кустам скважин или отдельно расположенным скважинам и нефтепромысловым объектам	12
10. Обслуживание контрольных, пьезометрических и бездействующих скважин	12
11. Обслуживание отдаленных скважин	12
12. Обслуживание диспетчерского пункта (ДП)	13
13. Обслуживание телемеханизированных объектов дежурными операторами по добыче нефти, прикрепленными к диспетчерскому пункту	13
Р а з д е л II. СБОР, ПОДГОТОВКА И ПЕРЕКАЧКА НЕФТИ	14
14. Обслуживание резервуаров и другого оборудования центральных, головных, промежуточных резервуарных парков, сборных пунктов	14

15. Обслуживание дожимных насосных станций (ДНС), насосных станций по перекачке нефти, подтоварных и канализационных вод	15
16. Обслуживание оборудования установок для подготовки нефти	15
17. Обслуживание оборудования комплексного сборного пункта (КСП)	17
18. Обслуживание оборудования ловушечного хозяйства	19
19. Очистка технологических резервуаров	19
Р а з д е л Ш. ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (вторичные методы эксплуатации)	19
20. Обслуживание кустовой насосной станции (КНС) по закачке воды в пласт, насосной станции водоснабжения, станции I-го и 2-го водоподъемов	19
21. Обслуживание блочной кустовой насосной станции (БКНС) по закачке воды в пласт	20
22. Обслуживание оборудования водоочистой станции (реакторов, смесителей, распределительных емкостей, осветителей, фильтров, насосов, внутренней перекачки, емкостей подготовительной воды, реагентного хозяйства: растворных емкостей, дозировочных насосов и др.) и лаборатории по контролю качества воды	20
23. Обслуживание нагнетательных скважин	21
24. Обслуживание скважин водозабора	21
25. Обслуживание временных водозаборов	22
26. Обслуживание водораспределительных будок (ВРБ)	22
Р а з д е л IV. ЗАМЕР ДЕБИТА, ОТБОР ПРОБ ЖИДКОСТИ И ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН	23
27. Замер дебита скважин и отбор проб жидкости	23
28. Исследование нефтяных, нагнетательных, контрольных и пьезометрических скважин	23
Р а з д е л V. СБОР И КОМПРИМИРОВАНИЕ ПОПУТНОГО ГАЗА	28
29. Обслуживание объектов по сбору и компримированию попутного газа	28
30. Обслуживание узлов дополнительной сепарации газа (УДС)	29
31. Обслуживание оборудования компрессорной станции	29
32. Обслуживание установки осушки газа (УОГ)	30
33. Обслуживание регенерационной установки	30

Р а з д е л У I. ПРОКАТ И РЕМОНТ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	31
34. Ремонт наземного оборудования скважин, установок для депарафинизации скважин и установок для сбора, замеров жидкости	31
35. Ремонт наземного оборудования нагнетательных скважин	32
36. Ремонт насосов	32
37. Ремонт компрессоров	39
38. Ремонт технологического оборудования установок для подготовки нефти	43
39. Ремонт технологических резервуаров	46
40. Обслуживание и ремонт нефтесборных сетей водоводов нагнетательных скважин, напорных канализационных водопроводов, магистральных нефтепроводов	46
41. Ремонт оборудования и объектов по сбору и утилизации газа	47
42. Межремонтное обслуживание и ремонт теплотехнического оборудования	47
43. Ремонт дымососов и вентиляторов	52
44. Ремонт грузоподъемного оборудования	55
45. Ремонт двигателей внутреннего сгорания	55
46. Ремонт регенерационных установок	56
47. Ремонт металлорежущих станков	57
Р а з д е л У II. ПРОКАТ И РЕМОНТ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ	58
48. Обслуживание дизельных электростанций	58
49. Обслуживание электрооборудования установок комплексной подготовки нефти	58
50. Ремонт электродвигателей	58
51. Ремонт силовых трансформаторов	64
52. Ремонт электрических аппаратов напряжением выше 1000 В и силовых преобразователей	65
53. Ремонт электрических аппаратов напряжением до 1000 В	66
54. Ремонт трансформаторных подстанций, распределительных устройств 6-10 кВ и станций управления скважинами	70
55. Ремонт электрических сетей и линий связи	72
56. Ремонт электросварочного оборудования	74
57. Ремонт передвижных электросварочных агрегатов	76
58. Ремонт электрической части кранов электрокранбадов и подъемников	76

59. Ремонт аккумуляторных батарей, статических конденсаторов, электропечей сопротивления, электрической части электростанций	79
60. Электrolабораторные работы	81
Р а з д е л VIII. ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ СРЕДСТВ И СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ И ТЕЛЕМЕХАНИКИ	81
61. Обслуживание и ремонт средств и систем автоматизации на групповых замерных установках, объектах подготовки и перекачки нефти, поддержания пластового давления, подготовки и компремирования попутного газа	81
Р а з д е л IX. ПОДЗЕМНЫЙ (ТЕКУЩИЙ) РЕМОНТ СКВАЖИН	106
62. Подготовка скважин к подземному (текущему) ремонту (количественный состав рабочих бригад по подготовке скважин к подземному ремонту)	106
63. Примерное соотношение между числом основных и подготовительных бригад	106
64. Обслуживание оборудования при подземном (текущем) ремонте скважин	107
65. Производство канатных работ при ремонте газлифтных скважин	107
Р а з д е л X. ПАРОВОДОСНАБЖЕНИЕ	108
66. Обслуживание огневых котельных	108
67. Подготовка воды в котельной	108
Р а з д е л XI. ПРОИЗВОДСТВО ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ	109
68. Производство лабораторных работ	109
Р а з д е л XII. СБОР И СДАЧА МЕТАЛЛОЛОМА	121
69. Разделка металлолома	121
70. Погрузочно-разгрузочные работы	121
71. Сопровождение грузов	122
Р а з д е л XIII. ПРОЧИЕ РАБОТЫ	122
72. Изготовление металлоконструкций	122
73. Уборка производственных помещений	122
74. Уборка бытовых и служебных помещений	123
75. Обслуживание электрографических и электрорепродукционных аппаратов	123

П Р И Л О Ж Е Н И Я

Приложение 1. Среднегодовые нормы времени на обслуживание наземного оборудования фонтанной скважины	I24
Приложение 2. Среднегодовые нормы времени на обслуживание скважин, оборудованных глубинным насосом	I26
Приложение 3. Среднегодовые нормы времени на обслуживание наземного оборудования скважин, оборудованных электропогружным насосом (ЭПН)	I28
Приложение 4. Среднегодовые нормы времени на обслуживание газлифтных скважин	I30
Приложение 5. Выполнение специфических и сезонных работ при обслуживании скважин	I32
Приложение 6. Среднегодовые нормы времени на обслуживание установки для депарафинизации скважин	I34
Приложение 7. Среднегодовые нормы времени на спуск и подъем скребка установками для депарафинизации скважин	I35
Приложение 8. Среднегодовые нормы времени на обслуживание групповой установки для сбора и замера жидкости типа "Спутник"	I35
Приложение 9. Среднегодовые нормы времени на обслуживание групповой установки для сбора и замера жидкости типа "Сателлит" фирмы "Камко"	I37
Приложение 10. Нормы времени на переходы (переезды) одного километра	I40
Пояснение к порядку подсчета среднего расстояния между объектами, обслуживаемыми операторами	I40
Приложение 11. Среднегодовые нормы времени на обслуживание контрольных, пьезометрических и бездействующих скважин	I41
Приложение 12. Нормы времени на отбор проб нефти с резервуаров скважин	I41
Приложение 13. Среднегодовые нормы времени на обслуживание оборудования нагнетательных скважин	I42
Приложение 14. Нормы времени на замер дебита скважин, отбор проб жидкости	I43
Приложение 15. Типовой набор работ и нормы времени на исследование нефтяных, нагнетательных и пьезометрических скважин	I43
Приложение 16. Нормы времени на обслуживание оборудования и объектов по сбору попутного газа	I49

Приложение 17. Нормы времени на ремонт групповых установок для сбора, замера жидкости	I50
Приложение 18. Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта теплотехнического оборудования	I50
Приложение 19. Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта дымососов и вентиляторов	I55
Приложение 20. Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта грузоподъемного оборудования	I57
Приложение 21. Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта одного двигателя внутреннего сгорания	I58
Приложение 22. Основные показатели системы ППР и нормы времени на ремонт металлорежущих станков	I59
Приложение 23. Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ электродвигателем	I60
Приложение 24. Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ силовых трансформаторов	I64
Приложение 25. Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ аппаратов напряжением свыше 1000 В и силовых преобразователей	I66
Приложение 26. Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ электрических аппаратов напряжением до 1000 В	I67
Приложение 27. Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ трансформаторных подстанций и распределительных устройств 6-10 кВ	I71
Приложение 28. Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ электрических сетей и линий связи	I72
Приложение 29. Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ электросварочного оборудования	I75
Приложение 30. Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ передвижных электросварочных агрегатов	I76

Приложение 31. Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ электрической части кранов, электрокран-балок и подъемников	I77
Приложение 32. Основные показатели системы планово-предупредительного ремонта и трудоемкость выполняемых работ аккумуляторных батарей, статических конденсаторов, электрических печей сопротивления	I79
Приложение 33. Нормы времени на выполнение канатных работ при ремонте газлифтных скважин	I80
Приложение 34. Разделка металлолома	I8I
Приложение 35. Погрузка и разгрузка оборудования, материалов	I8I
Приложение 36. Расчет трудоемкости сопровождения грузов в пути	I82
Методика определения среднесписочной нормативной численности рабочих	I82

Ответственные исполнители: Кокарева С.Г., Баранова Л.Н., Бондарева Е.В., Сираева Н.Г., Зыкова Э.А., Копкин Н.И., Маркелова Н.Н., Николаева Е.А., Тетенева Г.С.

Ответственный редактор Репьев А.Я.
Технический редактор Благодещенская А.А.
Корректор Митрохина Н.А.

Подписано в печать 25.01.85. Т-04551. Формат 60x84 1/16.
Бумага офсетная. Офсетная печать. Печ.л. 12,0. Усл.печ.л. 11,16.
Уч.-изд.л. 11,33. Цена 2р.27к. Тираж 350 экз. ВНИМОЭНГ №3944.Зак.222
113162, Москва, Хавская, 11, ВНИМОЭНГ

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